

Między regionalnymi rynkami energii a technologią – przyszłość sektora energetycznego w Polsce

red. naukowa Dominik Smyrgała



14

STUDIA I ANALIZY

! Collegium Civitas

C O L L E G I U M C I V I T A S

**Między regionalnymi rynkami energii
a technologią
– przyszłość sektora energetycznego
w Polsce**

redakcja naukowa
Dominik Smyrgała

W a r s z a w a 2 0 1 6

C O L L E G I U M C I V I T A S

Zezwala się na korzystanie z publikacji *Między regionalnymi rynkami energii a technologią – przyszłość sektora energetycznego w Polsce* na warunkach licencji Creative Commons Uznanie Autorstwa 3.0 (znanej również jako CC-BY-SA), dostępnej pod adresem <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/> lub innej wersji językowej tej licencji lub którejkolwiek późniejszej wersji tej licencji, opublikowanej przez organizację Creative Commons.



Uznanie autorstwa 3.0 Polska – Licencja ta pozwala na kopiowanie, zmienianie, rozprowadzanie, przedstawianie i wykonywanie utworu jedynie pod warunkiem oznaczenia autorstwa. Jest to licencja gwarantująca najszerze swobody licencjobiorcy. <http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/pl/>

Recenzent: dr Krzysztof Księżopolski

Redakcja: Marek Gawron

Korekta: Magdalena Kopacz

Opracowanie typograficzne i skład: Marek W. Gawron

Projekt okładki: Aleksandra Jaworowska, studio@lionpath.pl

ISBN 978-83-61067-35-1

Wydawca: Collegium Civitas Press

Pałac Kultury i Nauki, XI piętro

00-901 Warszawa, plac Defilad 1

tel. 22 656 71 96

e-mail: wydawnictwo@collegium.edu.pl

<http://www.civitas.edu.pl>

Spis treści

Dominik Smyrgała

Wprowadzenie 5

Aleksandra Dziadykiewicz

*Presja i pieniądze, czyli jak państwa w regionie Europy Środkowo-Wschodniej
radzą sobie z problemem nieplanowanych przepływów kołowych* 9

Jakub Rybicki

*Problemy w tworzeniu rynku energii elektrycznej
na przykładzie przepływów kołowych Niemcy–Polska* 19

Łukasz Baran

*Rola regionalnych rynków energii elektrycznej
w procesie integracji w sektorze energetycznym w Europie
a odnawialne źródła energii* 29

Paulina Berlińska

*Polityczne i społeczne uwarunkowania rozwoju sektora energetyki wiatrowej
w świetle projektu regionalnych rynków energii w Polsce* 39

Sebastian Krupiński

*Konstrukcja jednolitego rynku energii elektrycznej w UE
w kontekście rozwiązania kwestii przepływów nieplanowych
występujących w Europie Środkowo-Wschodniej* 47

Inez Szuszwalak-Rojczyk

Para w gwizdek 61

Mateusz Mostowy

*Analiza porównawcza bloku gazowo-parowego z blokiem węglowym
w kontekście kogeneracji* 73

Filip Geppert

*Kogeneracyjne mikroinstalacje wykorzystujące gaz drzewny
jako niezależne źródło energii* 85

Marcin Zimny

*Kogeneracja węglowa w Polsce jako technologia
umożliwiająca spełnienie norm dyrektyw unijnych w ciepłownictwie* 97

Paweł Grębowiec
Wysokosprawna kogeneracja szansą dla polskiego węgla? 107

Sonia Auguścik
*Kogeneracja jądrowa w świetle przepisów unijnych
– analiza barier prawno-administracyjnych* 123

Sylwia Kubicka
*Próba integracji instalacji oczyszczania spalin w bloku
opartym na kogeneracji węglowej
z modelem gospodarki o obiegu zamkniętym* 133

Bibliografia 143

Publikacje Collegium Civitas 157

Wprowadzenie

Niniejsza kolekcja artykułów poświęconych wyzwaniom stojącym przed polskim sektorem energetycznym jest efektem pierwszej edycji Szkoły Analizy Sektora Energetycznego (SASE), prowadzonych wspólnie przez Collegium Civitas i Fundację Inicjatyw Bezpieczeństwo-Rozwój-Energia FIBRE. Szkoła jest projektem finansowanym z programu Santander Universidades, obsługiwanym w Polsce przez Bank Zachodni WBK.

Głównym celem Szkoły była identyfikacja i podniesienie kompetencji młodych naukowców i specjalistów zajmujących się problematyką energetyczną tak, aby z czasem mogli się oni angażować w pracę w sektorze energetycznym oraz w kształtowanie polityki energetycznej państwa. Warunkiem uczestnictwa i ukończenia kursu było przedstawienie pracy wstępnej i pracy końcowej. Niniejszy tom „Studiów i Analiz Collegium Civitas” składa się z dwunastu najlepszych prac końcowych pierwszej edycji SASE.

Wybór tematów nie jest przypadkowy. Wydaje się, że na obecnym etapie właśnie sprawy związane z elektroenergetyką są najważniejszym i najbardziej palącym problemem polskiego bezpieczeństwa energetycznego. Kwestie dostaw paliw płynnych i importu ropy naftowej nie stanowią już od dawna większego problemu. Infrastruktura przesyłowa jest dobrze rozwinięta, jedne rodzaje transportu (np. rurociągi) można łatwo zastąpić innymi (transportem kołowym lub morskim). Podobnie mają się sprawy związane z gazem ziemnym. Wprawdzie technologia skraplania gazu (LNG) nie upowszechniła się jeszcze na masową skalę, ale powstające w wielu państwach magazyny tego surowca oraz połączenia międzysystemowe (interkonektory) znacząco zmniejszają ryzyko wystąpienia niedoboru „błękitnego” paliwa.

Tymczasem zupełnie inaczej wyglądają zagadnienia związane z produkcją energii elektrycznej i ciepłej, w szczególności opartej na węglu kamiennym. W ostatnich latach na forum Unii Europejskiej przyjęto cały szereg regulacji, które znacząco ingerują w sposób generacji mocy.

W pierwszej kolejności mowa tu oczywiście o pakiecie energetyczno-klimatycznym, silnie promującym odnawialne źródła energii i dążącym do zasadniczych redukcji emisji dwutlenku węgla. Siłą rzeczy, zapisy takie zmniejszają konkurencyjność węgla jako nośnika energii i negatywnie wpływają na opłacalność budowy dużych bloków produkcyjnych opartych na tym surowcu.

Nie jest to jednak jedyny przykład. Nie mniej poważny wpływ mają dyrektywy wiążące się z ochroną środowiska, określające dopuszczalne limity szkodliwych substancji w powietrzu, redukujące tzw. niską emisję, konkuzje BAT itp. Wszystkie one nakładają różnego rodzaju ograniczenia na możliwość produkowania energii cieplnej i elektrycznej z węgla.

W Polsce, gdzie około 90% źródeł mocy w systemie elektroenergetycznym opiera się na węglu kamiennym lub brunatnym, dokumenty te mają szczególne znaczenie. Podobnie ma się sprawa z ciepłownictwem, w istotnym stopniu korzystającym z węgla kamiennego jako nośnika energii. Nie wchodząc w dywagacje nad tym, które regulacje unijne mają sens, a które nie, należy uznać, że są one istotnym elementem determinującym przyszłość polskiego sektora elektroenergetycznego. Poszukiwanie rozwiązań dla tych dylematów będzie głównym zadaniem Ministerstwa Energii na najbliższe lata. Wśród dostępnych wariantów, trzeba będzie w szczególności brać pod uwagę takie, które pozwolą uzyskać korzyści skali i nie będą powodować uzależnienia państwa od importu surowców niedostępnych w wystarczających ilościach na jego terytorium. Pewne możliwości w tym zakresie oferuje kogeneracja, czyli wspólne generowanie ciepła i energii elektrycznej. Stąd też znaczna część zagadnień, nad którymi pracowali uczestnicy SASE, poświęcona była tej właśnie kwestii.

Powyższe przykłady jednak nadal nie wyczerpują katalogu legislacji unijnych, które będą wpływać na przyszłość rynku energii w Polsce. Osobną grupę czynników stanowią regulacje związane z tworzeniem wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej (unii energetycznej), w tym pakiety liberalizacyjne. Składają się one na koncepcję tworzenia regionalnych rynków energii jako próby zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego w większej skali. Zarazem mają one na celu ochronę konsumentów i zwiększenie konkurencyjności między producentami energii.

Jednak regulacje dotyczące unii energetycznej zbiegają się ze wspomnianymi już unormowaniami dotyczącymi energetyki odnawialnej, która dzięki subsydiom i instrumentom wsparcia, staje się relatywnie bardziej konkurencyjna od energetyki

konwencjonalnej, co w efekcie przynosi już bardzo paradoksalne skutki. Okresowe nadmiary elektryczności pochodzącej z elektrowni wiatrowych lub słonecznych muszą być transmitowane przez systemy państw trzecich, aby nie zagrozić stabilności sieci w kraju macierzystym. Takie sytuacje nierzadko mają miejsce w trójkącie Niemcy–Polska–Czechy.

Co więcej, proponowane rozwiązania, które są dobre dla bezpieczeństwa jednego członka regionalnego rynku energii, mogą okazywać się poważnym zagrożeniem dla drugiego. Tak jest w przypadku wspomnianych wyżej trzech państw. Stąd też właśnie temat przepływów kołowych i regionalnych rynków energii stał się wiodącym motywem dla sześciu tekstów zawartych w niniejszym tomie.

Oddając książkę w ręce Czytelnika, można z całym spokojem stwierdzić, że zawarte w niej teksty reprezentują wysoki poziom merytoryczny, a niejednokrotnie przedstawiają zaskakujące i nieoczywiste propozycje rozwiązań problemów, z którymi boryka się rynek energii w Polsce.

Dominik Smyrgała – adiunkt w Instytucie Stosunków Międzynarodowych i Zrównoważonego Rozwoju oraz kierownik studiów podyplomowych „Bezpieczeństwo energetyczne: państwo, samorząd, biznes” w Collegium Civitas, zastępca redaktora naczelnego półrocznika naukowego „Securitologia” oraz członek zarządu Fundacji Inicjatyw Bezpieczeństwo-Rozwój-Energia FIBRE. Ukończył Wydział Dziennikarstwa i Nauk Politycznych Uniwersytetu Warszawskiego (2002) oraz Akademię Dyplomatyczną Ministerstwa Spraw Zagranicznych (2003). Przez wiele lat pracował w Ministerstwie Spraw Zagranicznych i innych centralnych organach administracji państwowej. W roku 2009 obronił w Instytucie Spraw Politycznych Polskiej Akademii Nauk doktorat na temat dyplomacji naftowej państw latynoamerykańskich.

Główne zainteresowania badawcze obejmują stosunki międzynarodowe na obszarze postsowieckim, na Bałkanach i w Ameryce Łacińskiej, bezpieczeństwo energetyczne, historię gospodarczą i politykę ekonomiczną.

**Presja i pieniądze,
czyli jak państwa w regionie Europy Środkowo-Wschodniej
radzą sobie z problemem nieplanowanych przepływów kołowych**

Wstęp

Problem przepływów kołowych energii w Europie Środkowo-Wschodniej (CEE) nie jest już jedynie zmartwieniem energetyków w tym regionie. Dyskusja o tym, jak kraje Grupy Wyszehradzkiej (V4) mają radzić sobie z przesyłami prądu z Niemiec do Austrii przez własne terytorium, coraz częściej pojawia się na szczble politycznym. Minister energii Krzysztof Tchórzewski spotykał się w tej sprawie m.in. z unijnym komisarzem ds. energii Miguelem Canete czy czeskim ministrem przemysłu i handlu.

Dziś podstawowym problemem jest to, w jaki sposób przekonać Austrię, głównego beneficjenta przepływów kołowych w regionie CEE, aby zgodziła się na rozdzielenie własnego rynku energii od Niemiec. W tej chwili Niemcy, Austria i Luksemburg tworzą jeden obszar cenowy, czego konsekwencje – zaburzenia bezpieczeństwa własnych sieci (i ich finansowe skutki) – odczuwają Polska, Czechy, Słowacja i Węgry.

Przy granicy polsko-niemieckiej znajdują się dwa interkonektory, dzięki którym prąd może płynąć w obie strony: na północy Krajnik–Vierraden (dwa tory po 457 MW, na początku czerwca 2016 zostanie on jednak wyłączony na okres dwóch lat¹), a na południu Mikulowa–Hagenwerder (dwa tory po 1386 MW).

Odkąd jednak w północnych Niemczech mocno rozwinęła się produkcja energii ze źródeł odnawialnych (OZE) – przede wszystkim z farm wiatrowych – prąd zaczął płynąć głównie z zachodu na wschód i południe, sprawiając, że przepływy kołowe stały się jednym z najważniejszych problemów operatorów przesyłowych w państwach V4. Prąd płynący przez ich terytoria obciąża bowiem znacząco krajowe linie

¹ *Ważny krok w kierunku uregulowania przepływów mocy pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec* (2016), portal PSE S.A., zakładka Biuro prasowe, podstrona Aktualności i Komunikaty, zakładka OSP, <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=2909>.

energetyczne. W Polsce są one przeładowane dodatkowym „bagażem” nawet w chwilach, kiedy sumaryczny eksport i import energii między Polską a Niemcami jest zerowy². A to narusza bezpieczeństwo krajowego systemu.



Rys. 1. Średnia roczna wartość nieplanowanych przepływów w regionie CEE w roku 2014 w MWh oraz zmiana tej wartości w stosunku do roku 2013

Źródło: Sprawozdanie z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2014 r. (2015), Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień, s. 68, <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/6153,Sprawozdanie-z-dzialalnosci-Prezesa-URE-w-2014-r.html>.

Zasadniczy problem dotyczy faktu, że nowe, duże punkty wytwarzania energii powstają daleko od odbiorców, którzy mają na nią największe zapotrzebowanie – czyli od mocno uprzemysłowionego południa Niemiec (szczególnie Bawarii) oraz Austrii, która – jak zostało już powiedziane – wraz z Luksemburgiem i RFN tworzy wspólny obszar rynku energii. Oznacza to, że w tych trzech krajach kontrakty na dostawy prądu zamawiane i rozliczane są w taki sposób, jakby nie istniały żadne wewnętrzne lub zewnętrzne bariery w jego przepływie.

² Sprawozdanie z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2014 r. (2015), Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień, <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/6153,Sprawozdanie-z-dzialalnosci-Prezesa-URE-w-2014-r.html>.

Takie utrudnienia jednak są i to bardzo poważne. Szybkiemu rozwojowi OZE na północy Niemiec nie towarzyszy bowiem rozbudowa sieci energetycznych, zwłaszcza linii najwyższych napięć, które mogłyby służyć jako korytarze do przesyłania prądu na południe kraju oraz poza granice RFN. Budowa takiej energetycznej autostrady przez terytorium Niemiec jest na liście inwestycji priorytetowych dla Komisji Europejskiej³, jednak próby realizacji tego projektu jak dotąd spalają na panewce. Infrastruktura nie powstaje m.in. dlatego, że rząd Bawarii ugina się pod presją mieszkańców i nie chce zgodzić się na stawianie na własnym obszarze słupów wysokiego napięcia. Co więcej, istniejące dziś interkonektory między Niemcami a Austrią nie mają wystarczających zdolności, aby kraje te samodzielnie mogły realizować zawierane kontrakty. Tymczasem wolumeny dostaw są duże: w 70% przypadków przekraczają 1000 MW na godzinę, a w 17% przypadków – nawet 3000 MW na godzinę⁴. Austria bowiem część prądu odebranego od Niemiec wysyła dalej do Włoch.

Skoro jednak energia z OZE w Niemczech jest wtłaczana do systemu, a niemiecko-austriacka sieć energetyczna jest za słaba, by przyjąć i bezpiecznie przeprowadzić prąd – wędruje on drogą okrężną, przez terytorium Polski, Czech, Słowacji i Węgier. Problem jest tym większy, że te dodatkowe przepływy energii są w przeważającej większości niemożliwe do zaplanowania. Trudno bowiem z wyprzedzeniem przewidzieć pogodę, od której zależy praca niemieckich farm wiatrowych. W ten sposób przepływy kołowe destabilizują sieci np. w Polsce, prowadząc do ich przeciążenia.

Powagę sytuacji dobrze oddają wydarzenia z sierpnia 2015 roku, kiedy polski operator Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), po raz pierwszy od blisko 30 lat, ogłosił dwudziesty stopień zasilania i wprowadził ograniczenia w zużyciu prądu dla kilku tysięcy przedsiębiorstw; a także z września tego samego roku, gdy system okresowo był tak przeciążony, że nie spełniał kryterium bezpieczeństwa N-1. Awaria jednego elementu w systemie mogła wywołać blackout w całej Europie.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne wyjaśniały wówczas⁵, że na letnie problemy złożyło się kilka czynników. Choć sprawozdanie, które PSE musiały przekazać do Urzędu Regulacji Energetyki, Ministerstwa Gospodarki oraz Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E) nie jest jawne, wnioski na

³ Zob. Załącznik do Raportu Komisji Europejskiej o stanie Unii Energetycznej z 18 listopada 2015 r., https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf, poz. 3.12.

⁴ *Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), CEPS, MAVIR, PSE S.A., SEPS, http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf.

⁵ *Komentarz PSE do publikacji Forum Analiz Energetycznych EAE dotyczących niedoboru mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu 2015 r.* (2015), Polskie Sieci Elektroenergetyczne, <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=2596>.

ten temat można wysnuć, analizując raport ENTSO-E z grudnia 2015 roku⁶. W dostępnych dokumentach czytamy, że w sierpniu wystąpiła utrzymująca się w regionie fala wysokich temperatur. Doprowadziła ona do niemożności sprostania sprzecznym potrzebom: z jednej strony wzrosło zapotrzebowanie na prąd odbiorców przemysłowych i indywidualnych (np. przez działające na pełnych obrotach klimatyzatory), a z drugiej – doprowadziło do wysychania rzek, co znacząco utrudniało chłodzenie instalacji produkujących energię.

Dodatkowo w kilku elektrowniach w Polsce trwały zaplanowane wcześniej prace modernizacyjne bloków energetycznych, a jednocześnie pojawiła się awaria dużego bloku w Belchatowie. PSE częścią winy za zaistniałą latem 2015 roku sytuację obarcza jednak również przepływy kołowe. Uzupełnienie sierpniowych braków np. przez kupno prądu z zachodu było w tym czasie niemożliwe właśnie ze względu na zajęcie sieci dużymi, niezaplanowanymi przepływami z Niemiec do Austrii. We wrześniu natomiast europejski system został narażony przez konieczność uruchomienia redispatchingu rekordowych mocy na granicy polsko-niemieckiej.

Grudniowy raport ENTSO-E to kolejny dokument zawierający argumenty Polskich Sieci Elektroenergetycznych za interwencją organów unijnych wyższego szczebla w sprawie przepływów kołowych oraz koniecznością rozdzielenia rynków Niemiec i Austrii. Te same zagrożenia i postulaty zostały opisane już wcześniej, w styczniu 2013 roku, we wspólnym raporcie operatorów z Polski, Czech, Słowacji i Węgier⁷.

Interwencja PSE w ENTSO-E, a szczególnie wystąpienie w tej sprawie polskiego Urzędu Regulacji Energetyki do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) w roku 2014 wywołały w końcu międzynarodowe poruszenie. Dziś rozdzielanie rynków wydaje się być bliższe niż jeszcze przed rokiem, jednak zanim stanie się to faktem, kraje V4 próbują radzić sobie z nieplanowanymi przesylami w inny sposób.

Jednym z nich jest redispatching (przekierowanie mocy) wewnątrz kraju lub pomiędzy operatorami z różnych państw. Te operacje są jednak kosztowne, bo trzeba pokryć wydatki związane ze zmniejszaniem lub zwiększaniem produkcji mocy. Stąd coraz popularniejszym sposobem interwencji w przepływach kołowych jest montowanie na liniach fizycznych przesuwników fazowych, które ułatwiają regulowanie przepływu prądu. W Polsce proces instalacji takich urządzeń wkracza właśnie w kluczową fazę.

⁶ *Winter outlook 2015/2016 & Summer Review* (2015), European Network of Transmission System Operators for Electricity, https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter_Outlook_15-16-REPORT_web.pdf#search=poland%20germany.

⁷ *Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), op. cit.

Materiały i metody

Niniejszy artykuł powstał przede wszystkim w oparciu o analizę raportów i komunikatów polskich oraz europejskich instytucji. Dokumenty, o których mowa, powstały w ciągu ostatnich pięciu lat (2012-2016). Odnoszono się w nich do zagadnienia przepływów kołowych energii pomiędzy krajami Europy Środkowo-Wschodniej. Są one dostępne na stronach internetowych takich instytucji jak: Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych, Komisja Europejska, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Urząd Regulacji Energetyki czy Ministerstwo Energii.

W analizie wykorzystano także informacje docierające do opinii publicznej dzięki portalom branżowym: wysokienapiecie.pl i wnp.pl. Skupiono się przede wszystkim na analizie czynników politycznych i ekonomicznych wpływających na to, że problem przesyłów kołowych w regionie CEE wciąż nie został rozwiązany.

Rezultaty

Po latach starań naciski m.in. ze strony Polski wyniosły w końcu problem niekontrolowanych przepływów kołowych w regionie do rangi dyplomatycznej. Kraje Grupy Wyszehradzkiej uważają, że jednym z kluczowych warunków, bez którego ta kwestia nie zostanie rozwiązana, jest rozdzielenie wspólnoty rynkowej Niemiec i Austrii.

O ile RFN przyjął argumentację, o tyle Austria – główny beneficjent przepływów kołowych – blokuje takie rozwiązanie. Postulat podziału rynków zyskał już jednak poparcie Brukseli, zanim jednak faktycznie do niego dojdzie, kraje V4 próbują kontrolować przepływy kołowe, m.in. montując na liniach fizyczne przesuwniki fazowe. Kwestia przepływów kołowych nie zostanie jednak rozwiązana bez jednoczesnej rozbudowy innej infrastruktury, przede wszystkim sieci energetycznych we wszystkich krajach Europy Środkowo-Wschodniej.

Dyskusja

Zjawisko przepływów kołowych, jak już wspomniano, w ostatnich latach znacznie się nasiliło, wynosząc temat poza rozmowy między operatorami do szczebla politycznego. Problem jest tym trudniejszy do rozwiązania, że wymaga znalezienia balansu między sprzecznymi interesami poszczególnych krajów w kontekście wspólnego rynku energii

w ramach całej UE. Ponieważ linie elektroenergetyczne i gazociągi stanowią podstawę zintegrowanego rynku energii – nie ma możliwości (ani intencji) całkowitego blokowania przepływów kołowych. Operatorom takim jak PSE zależy jednak na ograniczeniu sytuacji, kiedy wypełnienie linii niezaplanowanymi przesyłami rodzi ryzyko kryzysu na krajowym rynku energii.

Oczywistym priorytetem, ważniejszym od założeń opracowywanych w Brukseli, jest zachowanie takich mocy w systemie, aby w pełni kontrolować bezpieczeństwo dostaw prądu do odbiorców. A jednym z elementów bezpieczeństwa jest zdolność do transgranicznego handlu prądem, szczególnie z krajami, które produkują nadwyżki (np. Niemcy). Tymczasem przez nieplanowane przepływy kołowe zdarzają się sytuacje, kiedy odbiorca w potrzebie nie może odkupić dla siebie potrzebnej energii i wtłoczyć jej do systemu, ponieważ jego linie przesyłowe są zablokowane przez prąd płynący np. z Niemiec do Austrii (sytuacja z sierpnia 2015 w Polsce).

Dlatego PSE i operatorzy z innych krajów Grupy Wyszehradzkiej dążą do rozdzielania niemiecko-austriackiej strefy cenowej i wprowadzenia na granicy tych państw alokacji mocy opartej na rzeczywistych przepływach fizycznych prądu. Osiągnięcie tego celu jest jednak trudne, bo towarzyszy mu silny opór ze strony Austrii. Dla tego kraju bowiem oddzielenie od rynku niemieckiego oznaczałoby wzrost kosztów energii. Austriacy szacują, że ceny na tamtejszej giełdzie wzrosłyby o 15%. Dodatkowo kraj musiałby szerzej uruchamiać redispatching, aby wywiązać się z kontraktów zawartych z Włochami.

Od kilkunastu miesięcy Polska prowadzi w tej sprawie intensywne zabiegi dyplomatyczne na forach unijnych. Pod koniec roku 2014 prezes Urzędu Regulacji Energetyki zwrócił się o pomoc do ACER. Poprosił o opinię, czy model rynku, jaki występuje pomiędzy Austrią a Niemcami, spełnia wymagania trzeciego pakietu liberalizującego rynku energetycznego UE⁸. Dopiero rok później instytucja wydała opinię⁹, w której przyznała URE rację: uznała, że rozdzielenie Niemiec i Austrii i ustanowienie tam stref cenowych byłoby zasadne, ponieważ zapobiegałoby niekontrolowanym przepływom na skalę tak dużą jak obecnie. W dokumencie ACER wydała również rekomendacje¹⁰ dla regulatorów i operatorów systemów przesyłowych w regionie CEE. Powinni oni m.in.

⁸ Zasun R. (2015), *Międzynarodowa awantura o przepływy kołowe*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokie-napiecie.pl/sieci/697-miedzynarodowa-awantura-o-przeplywy-kolowe>.

⁹ *Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 09/2015* (2015), ACER, http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf.

¹⁰ Ibidem, por. z: *ACER w swojej opinii przyznał rację polskiemu regulatorowi* (2015), <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/6260,ACER-w-swojej-opinii-przyznał-racje-polskiemu-regulatorowi.html?search=172>.

w ciągu czterech miesięcy od wydania opinii przygotować harmonogram wdrożenia skoordynowanych procedur alokacji mocy przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej, jak najszybciej wdrożyć metody łączenia rynków z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii, natomiast operatorzy z Niemiec i Austrii dodatkowo zostali poproszeni o dokonanie oceny, jakie przejściowe środki zaradcze mogą zastosować, zanim alokacja mocy zostanie faktycznie wdrożona.

Opinia wydana przez ACER została zaakceptowana przez wszystkich regulatorów z państw UE z wyjątkiem jednego – austriackiego. Zarówno regulator z tego kraju (E-Control), jak i austriacki operator (APG) podjęli przeciw opinii kroki prawne – złożyli odwołanie do Komisji Odwoławczej ACER (wnioski zostały oddalone jako niedopuszczalne) oraz do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Opór strony austriackiej i podjęte przez nią działania doprowadziły do tego, że rekomendacje ACER nie zostały wdrożone¹¹. Pomimo prowadzonych negocjacji, regulatorzy i operatorzy nie przygotowali wspólnego stanowiska w odniesieniu do wszystkich zaleceń. Zgoda dotyczyła jedynie potrzeby wdrażania działań zaradczych tak, by zapewnić bezpieczeństwo dla pracy systemu. Główna kwestia, czyli przygotowanie gruntu pod rozdzielenie rynku Austrii i Niemiec, pozostała jednak nierozstrzygnięta. Dlatego jasnym stało się, że rozwiązanie sporu nie będzie możliwe bez interwencji Brukseli. Jeszcze kilka miesięcy temu nie było pewne, jak zachowa się unijny komisarz ds. energii Miguel Arias Canete, bo choć nieoficjalnie obiecywał wsparcie dla wdrożenia rekomendacji ACER, nie podejmował w tej sprawie żadnych kroków. Jednak według relacji wiceministra energii Michała Kurtyki, w czasie niedawnego posiedzenia Rady Unii Europejskiej w Amsterdamie komisarz poparł stanowisko Polski¹².

Mimo to, zanim sprawy rzeczywiście zostaną uregulowane na forum unijnym, operatorzy tacy jak PSE próbują rozwiązywać problem przesyłów kołowych innymi metodami. Jednym z narzędzi jest „odpychanie” niechcianego prądu przez instalowanie na liniach na granicy polsko-niemieckiej (i innych, np. niemiecko-czeskiej) tak zwanych przesuwników fazowych, czyli transformatorów, które ułatwiają kontrolowanie nieplanowanych przepływów. Zmieniając sposób, w jaki prąd rozchodzi się w systemie, operatorzy mogą uwolnić moce przesyłowe na swoim terenie. Takie zwolnienie jest konieczne właśnie po to, by w razie niedoborów energii w krajowym systemie możliwe

¹¹ *Brak wdrożenia opinii ACER* (2016), <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/wspolpraca-miedzynarod/6409,Brak-wdrozenia-opinii-ACER.html>.

¹² Derski B., Zasuń R. (2016), *Będzie bezpieczniej na granicy z Niemcami*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1420-bedzie-bezpieczniej-na-granicy-z-niemcami>.

było dokupienie jej zagranicą. PSE liczy na to, że zainstalowanie przesuwników pozwoli szybko ściągnąć nawet kilkaset MW w ramach kontraktów spotowych.

PSE oraz niemiecki operator 50Hertz rozmowy o przygotowaniu inwestycji w przesuwniki rozpoczęli w roku 2012. Proces realizacji od przetargu do instalacji urządzeń jest jednak długotrwały. Ustalono więc, że zanim zostaną uruchomione pierwsze fizyczne przesuwniki fazowe, działać będzie pilotażowy program przesuwników wirtualnych. Idea zakłada takie zarządzanie produkcją energii, by nie dopuścić do przeciążeń sieci po którejś ze stron granicy. Mechanizm miał zadziałać, jeśli wystąpiłoby takie przeciążenie linii, że kolejna awaria mogłaby prowadzić do blackoutu (współczynnik bezpieczeństwa N-1). W praktyce jednak, latem 2015 roku okazało się, że wirtualny system się nie sprawdził.

Umowę o wprowadzeniu fizycznych przesuwników, operatorzy podpisali już w roku 2014. Termin realizacji inwestycji był przekładany kilka razy. Teraz jednak pierwsze fizyczne urządzenie zostało już zainstalowane (na linii Mikułowa–Hagenwerder) i według ostatnich zapowiedzi ma zostać uruchomione w maju 2016 roku¹³. Jednocześnie po raz kolejny odsuwa się termin uruchomienia przesuwnika na linii północnej Krajnik–Vierraden, które ma być połączone z modernizacją linii i zwiększeniem jej mocy. Przeprowadzenie tych inwestycji wymaga wyłączenia tej linii na co najmniej dwa lata (planowany termin wyłączenia to czerwiec 2016 roku). Już samo odcięcie północnego połączenia odciąży sieć po polskiej stronie, zmniejszą się bowiem możliwości niekontrolowanych przesyłów.

W oficjalnych dokumentach operatorzy przekonują, że dokończenie inwestycji i uruchomienie wszystkich planowanych przesuwników (co ma nastąpić w roku 2020) ostatecznie pozwoli zwiększyć handlowe zdolności przesyłu energii z Niemiec do Polski, a przez to poprawić bezpieczeństwo sieci w regionie. Mniej oficjalnie jednak przedstawiciele 50Hertz przyznawali już w mediach¹⁴, że samo uruchomienie urządzeń to za mało, by w pełni rozwiązać problemy niekontrolowanych przepływów kołowych. Podobnie niewystarczające będzie samo rozdzielenie rynku niemieckiego od austriackiego, jeśli nie pójdzie za tym rozbudowa infrastruktury po wszystkich stronach granic państw CEE. Budowa nowych linii wysokich napięć, kolejnych interkonektorów, a także modernizacja i rozbudowa sieci to kosztowny, ale niezbędny element, bez którego problem przesyłów kołowych w Europie Środkowo-Wschodniej nie zostanie rozwiązany.

¹³ *Ważny krok w kierunku uregulowania przepływów mocy pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec* (2016), op. cit.

¹⁴ Zob. Zasuń R. (2016), *Czy przesuwniki coś zmienia?*, portal WysokieNapięcie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1399-czy-przesuwniki-cos-zmienia>.

Aleksandra Dziadykiewicz – dziennikarka Radia TOK FM. Zajmuje się tematyką ekonomiczną oraz energetyczną. Absolwentka studiów podyplomowych w Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk – *Bankowość centralna i polityka pieniężna* oraz *Bezpieczeństwo energetyczne. Państwo, samorząd, biznes* w Collegium Civitas.

Laureatka wyróżnienia w konkursie Narodowego Banku Polskiego im. Władysława Grabskiego dla najlepszych dziennikarzy ekonomicznych.

Jakub Rybicki

Problemy w tworzeniu rynku energii elektrycznej na przykładzie przepływów kołowych Niemcy–Polska

Wprowadzenie

Celem tego artykułu jest przyjrzenie się procesowi tworzenia rynku energii. Punktem wyjściowym dla rozważań jest zwięzłe przedstawienie aktualnego otoczenia prawnego w tej kwestii. W dalszej kolejności omówione zostanie zjawisko przesyłów kołowych na konkretnym przykładzie transgranicznego przesyłu energii elektrycznej z Niemiec do Polski oraz krótkie zaprezentowanie natury samego zjawiska oraz jego przyczyn. Autor pragnie pokazać mechanizmy eliminujące przeszkody stojące na drodze do stworzenia rynku energii. Analiza kończy się wnioskami oraz szeregiem proponowanych rozwiązań zaistniałej sytuacji, zgodnie z postulatami prawodawstwa europejskiego.

Materiały

Do napisania artykułu wykorzystano szeroki zbiór materiałów: akty prawne UE, opinie, raporty, analizy, artykuły naukowe, publikacje specjalistów branżowych oraz informacje prasowe, m.in. podmiotów sektora energetycznego. Chociaż tekst powstał na podstawie analizy konkretnego przypadku, to opisane zjawiska, mechanizmy oraz podane wnioski mogą mieć zastosowanie w szerszym kontekście.

Analiza

Na wstępie warto odnotować, że idea utworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej powstała w roku 1988 z inicjatywy Komisji Europejskiej¹. Praktyczny proces wdrażania rynku energii w UE został zainicjowany publikacją I pakietu klimatycznego w roku 1996. Pakiet ten wprowadził czynnik konkurencyjności, zarówno do produkcji, jak

¹ Puka L., Szulecki K. (2014), *Beyond the "Grid-Lock" in Electricity Interconnectors: The case of Germany and Poland*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, s. 1.

i obrotu energii elektrycznej. Uwalnianie rynku energii elektrycznej miało charakter stopniowy i postępowało wraz z przyjmowaniem kolejnych europejskich regulacji w postaci II (2003) oraz III (2009) pakietu energetycznego.

Podstawą prawną dla utworzenia wewnętrznego rynku energii jest art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej:

„1. W ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy stanu środowiska, polityka Unii w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi:

- a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii;
- b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii;
- c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz
- d) wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

2. Bez uszczerbku dla stosowania innych postanowień Traktatów, Parlament Europejski i Rada, stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą, ustanawiają środki niezbędne do osiągnięcia celów, o których mowa w ustępie 1. Środki te są przyjmowane po konsultacji z Komitetem Ekonomiczno-Społecznym i Komitetem Regionów.

Nie naruszają one prawa Państwa Członkowskiego do określania warunków wykorzystania jego zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury jego zaopatrzenia w energię, bez uszczerbku dla artykułu 192 ustęp 2 litera c).

3. Na zasadzie odstępstwa od ustępu 2, Rada, stanowiąc zgodnie ze specjalną procedurą ustawodawczą, jednomyślnie i po konsultacji z Parlamentem Europejskim, ustanawia środki, o których mowa w tym ustępie, jeżeli mają one głównie charakter fiskalny”².

W celu urzeczywistnienia postulatów, o których mowa w powyższym, przyjęto III pakiet energetyczny, w skład którego weszła m.in. dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Zawiera ona przepisy umożliwiające podejmowanie inicjatyw regionalnych tak, aby możliwe było wzmocnienie wzajemnej integracji rynków energii elektrycznej sąsiadujących ze sobą państw członkowskich.

Zachętą do podejmowania inicjatyw w tym zakresie jest pkt. 58 preambuły wspomnianej dyrektywy:

² Wersja skonsolidowana Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, Dz.U. UE C 83/47, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6985a220-b291-422c-8e7c-e2625a041d0d.0018.01/DOC_3&format=PDF.

„Mając na uwadze tworzenie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Państwa Członkowskie powinny sprzyjać integracji swoich krajowych rynków oraz współpracy operatorów systemu na poziomie wspólnotowym i regionalnym, włączając w to również odizolowane systemy tworzące wyspy energetyczne, które nadal istnieją we Wspólnocie”³.

Natomiast art. 6 tego samego dokumentu wskazuje na stopniową metodę dochodzenia do wewnętrznego rynku energii:

„Państwa Członkowskie, jak również organy regulacyjne, współpracują ze sobą w celu integracji ich rynków krajowych na jednym lub wielu poziomach regionalnych, co stanowi pierwszy krok w kierunku stworzenia w pełni zliberalizowanego rynku wewnętrznego (...)”⁴.

Rzeczona współpraca może przyjąć postać:

- a) promocji oraz ułatwień współpracy, w tym transgranicznej, operatorów systemów przesyłowych w ramach regionu,
- b) podejmowania wysiłków mających za cel wzmocnienie harmonizacji otoczenia prawnego i regulacyjnego

oraz

- c) ułatwiania przyłączeń odizolowanych systemów tzw. wysp energetycznych.

Innym przykładem realizacji postulatu współpracy regionalnej jest pkt. 3.2 Załącznika nr 1 do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009, który określa zasady jej koordynacji i przypisuje poszczególne państwa do 7 wyszczególnionych regionów⁵. Polska została zakwalifikowana do grup: Europy Północnej (wraz z Danią, Szwecją, Finlandią i Niemcami) oraz Europy Środkowo-Wschodniej (razem z Niemcami, Republiką Czeską, Słowacją, Węgrami, Austrią i Słowenią).

Artykuł 12 tego rozporządzenia⁶ zobowiązuje operatorów systemów przesyłowych do ustanowienia współpracy regionalnej w ramach European Network of Transmission System Operators (ENTSO), w szczególności w kwestii tworzenia kodeksów sieci. Zadania te realizuje Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E), a jej uczestnikiem ze strony Polski jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA).

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE L 211/55.

⁴ Ibidem.

⁵ Załącznik I. Wytyczne w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi, 14 sierpnia 2009 r., Dz.U. UE L 211/29.

⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, Dz.U. UE L 211/15.

Aktem prawnym mającym równie doniosłe znaczenie jest rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 713/2009, na mocy którego powołano do życia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Agency for Cooperation of Energy Regulators – ACER)⁷. Instytucja ta zyskała kompetencje do koordynacji współpracy pomiędzy krajowymi organami regulacyjnymi w celu prowadzenia projektów zmierzających do wzmocnienia integracji regionalnych rynków energii, ze szczególnym uwzględnieniem zapewniania regionalnym rynkom energii zgodnych ram regulacyjnych. Pełni ona funkcję organu nadzorczego realizuje również funkcję doradczą poprzez kierowanie do Komisji Europejskiej zaleceń dotyczących zarówno regulacji rynku, jak i priorytetów dotyczących infrastruktury przesyłowej.

Podstawowe zadania postawione przed Agencją, za które ponosi ona odpowiedzialność, można podzielić na 3 grupy. Po pierwsze, wspiera współpracę krajowych organów regulacyjnych na poziomie regionalnym oraz europejskim. Po drugie, nadzoruje stan realizacji planów rozwoju sieci. Wreszcie monitoruje wewnętrzne rynki, m.in. energii elektrycznej, w zakresie handlu hurtowego oraz cen detalicznych energii, dostępu do sieci czy przestrzegania praw konsumentów. Istotnym uprawnieniem ACER jest również możliwość wydawania opinii na wniosek organu regulacyjnego, bądź Komisji Europejskiej, w przedmiocie zgodności decyzji podjętej przez organ regulacyjny ze stosownymi wytycznymi. Chociaż opinia nie ma charakteru wiążącego, to w przypadku, gdy krajowy organ regulacyjny nie zastosuje się do opinii Agencji, w ciągu 4 miesięcy powiadamia ona Komisję Europejską oraz zainteresowane państwo członkowskie⁸.

Wziąwszy pod uwagę przytoczone powyżej otoczenie prawne oraz trwający proces tworzenia się europejskiego rynku energii elektrycznej, pojawiają się istotne problemy, wymagające podjęcia stosownych działań. Jednym z nich jest zjawisko przepływów kołowych (ang. *loop flows*), polegające na różnicy między zadeklarowaną wartością a fizycznym przepływem transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Fenomen ten ma kilka przyczyn. Przyjęty model rynku energii elektrycznej traktuje sieci przesyłowe państw członkowskich jako strefy bądź obszary wolne od ograniczeń przesyłowych. Błędnie zakłada się, że ewentualne ograniczenia występują wyłącznie w punktach połączeń transgranicznych. Winę za przyjęcie takiego założenia należy przypisać wstępnemu etapowi, na jakim znajduje się tworzenie prawidłowo funkcyj-

⁷ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz.U. UE L 09.211.1.

⁸ Ibidem, art. 7 p. 4 i 5.

jącego wewnętrznego rynku energii. Niemniej jednak operatorzy systemów przesyłowych określają dostępne, dzienne zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych, po czym udostępniają je podmiotom rynkowym na aukcjach.

Proces wyznaczania zdolności przesyłu transgranicznego nastręcza też trudności z uwagi na brak pewności co do sposobu rzeczywistej realizacji zawartych transakcji. Jej strony nie są bowiem zobowiązane do wskazywania konkretnych miejsc w ramach danego obszaru, gdzie energia będzie wytworzona i odebrana. Informacja ta jest dostępna dla operatora dopiero po jej zakończeniu. Tak więc przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych operator jest zmuszony do opierania się na szacunkowych, prognozowanych przez siebie wartościach. Rozmiary obszarów rynkowych uniemożliwiają branie pod uwagę technicznych ograniczeń przepustowości w wymaganym zakresie. Efektem rozminięcia się szacunków z rzeczywistymi wartościami są nierównowagi systemu w postaci przepływów kołowych.

Problem ten jest szczególnie dotkliwy, gdy duże źródła energii elektrycznej znajdują się w znacznej odległości od odbiorców tej energii, a istniejąca infrastruktura przesyłowa jest niewystarczająca i nie jest rozbudowywana⁹.

Taka sytuacja ma miejsce w Niemczech, gdzie na północy powstały farmy wiatrowe zarówno morskie, jak i lądowe o znacznej mocy, a główni odbiorcy znajdują się na południu Niemiec, w Austrii oraz w północnych Włoszech. Sytuację pogarsza niestabilność odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Gdy w wymienionych regionach skokowo rośnie zapotrzebowanie na energię albo gdy z uwagi na warunki atmosferyczne na północy notuje się nadpodaż energii, ta przesyłana jest przez niewydolne sieci (zbyt mała liczba sieci wysokich napięć do przesyłania energii z północy na południe Niemiec). Wówczas prąd przepływa przez sieci sąsiadów, w tym przypadku Polski, Czech, Słowacji oraz Węgier¹⁰.

Przepływy kołowe są problemem dla tych operatorów sieci przesyłowych, które są nimi dotknięte. Przede wszystkim należy zauważyć, że wpływają one niekorzystnie na efektywność funkcjonowania rynków wymiany transgranicznej. Operator sieci przesyłowych, obok stosowania niezbędnych technicznych marginesów bezpieczeństwa (na wypadek awarii elementów systemu) musi uwzględniać możliwość pojawienia się prze-

⁹ *Understanding the Energiewende. FAQ on the ongoing transition of the German power system* (2015), Agora Energiewende, Berlin, s. 40-48, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Understanding_the_EW/Agora_Understanding_the_Energiewende.pdf.

¹⁰ *Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), ČEPS, MAVIR, PSE, SEPS, s. 10, http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf.

sylów kołowych. W efekcie część fizycznie przesłanego wolumenu przepływów transgranicznych jest *de facto* zwolniona z konkurencji o dostępność do sieci, nie wymaga wyceny, przez co w sposób niezamierzony jest traktowana preferencyjnie. Dochodzi nawet do tego, że w pewnych sytuacjach cała zdolność przesyłowa jest zajmowana przez przesyły kołowe, co uniemożliwia operatorowi udostępnienie zdolności przesyłowych dla swoich uczestników rynku. Stanowi to jawny przykład zakłócenia równego dostępu do europejskiego rynku energii elektrycznej.

Drugim niebezpieczeństwem generowanym przez *loop flows* jest zmniejszenie bezpieczeństwa pracy połączonych systemów. W obliczu wyżej opisanych zjawisk operator jest zmuszony przedsięwziąć środki, które często skutkują przekroczeniem dopuszczalnych parametrów obciążalności systemu. Musi zaakceptować fakt, że ciężar kosztów oraz ryzyk związanych z podejmowaniem nadzwyczajnych działań w odpowiedzi na niezawinione przez siebie problemy obciążają tylko jego.

Krytycznym przykładem unaoczniającym powagę problemu był sierpień 2015 roku, kiedy wprowadzono w Polsce 20 stopień zasilania¹¹. Podczas kilku dni w sierpniu i wrześniu tego roku system nie spełniał kryterium (N-1) wymagającego, aby pracował zawsze w taki sposób, aby awaria poszczególnego elementu nie prowadziła do usterek całego systemu. Gdyby wówczas doszło do pojedynczego uszkodzenia stacji transformatorowej lub bloku energetycznego dowolnej elektrowni, istniałoby poważne niebezpieczeństwo blackoutu w wielu krajach.

Strona polska oraz inni zainteresowani operatorzy z regionu zwracali uwagę stronie niemieckiej na potrzebę rozwiązania omawianej kwestii. Niestety, plan budowy nowych linii wysokich napięć z północy na południe Niemiec natrafił na znaczny opór społeczny, wsparty dodatkowo przez rząd Bawarii. W związku z powyższym Urząd Regulacji Energetyki (URE) zwrócił się z prośbą do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki o wydanie opinii w sprawie przepływów kołowych przechodzących przez polską sieć. URE wskazał na brak mechanizmu alokacji przesyłu energii z Niemiec do Austrii, co wpływa na niesprawną koordynację transakcji z państwami sąsiednimi i zawieranie ich bez żadnych ograniczeń (nawet tych wymuszonych zdolnościami przesyłowymi sieci).

W odpowiedzi agencja ACER wydała opinię, w której przyznała, że sieciowe połączenie przesyłowe Niemiec i Austrii nie dysponuje wymaganą zdolnością do przyjęcia

¹¹ Zasui R., Derski B. (2016), *Sytuacja na granicy Polski i Niemiec grozi europejskim blackoutem*, portal Wysokie-Napiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1252-sytuacja-na-granicy-polski-i-niemiec-grozi-europejskim-blackoutem>.

wszystkich przepływów wynikających z zawartych umów. Tym samym fizyczna realizacja tych transakcji następuje w dużym stopniu od 30% do 50% z wykorzystaniem połączeń transgranicznych Niemcy–Polska, Polska–Czechy, Czechy–Niemcy, Czechy–Austria. Zauważono jednocześnie, że przepływ energii jest na tyle duży, że w praktyce uniemożliwia wykorzystanie połączenia Niemcy–Polska do realizacji innych transakcji. W związku z tym nie istnieją możliwości zapewnienia dostępu uczestnikom rynku dodatkowych zdolności przesyłowych tak o charakterze eksportowym, jak i importowym.

ACER wyznaczyła zainteresowanym stronom 4-miesięczny termin na przyjęcie rekomendowanych środków zaradczych w tym do przyjęcia procedury alokacji zdolności przesyłowych dla połączenia Niemcy–Austria¹². Wezwwała również operatorów i regulatorów systemów przesyłowych regionu Europy Środkowo-Wschodniej do jak najszybszego wdrożenia metody łączenia rynków krajowych (tzw. *Market Coupling*) z uwzględnieniem rzeczywistego przepływu energii (*Flow Based Market Coupling*). Pomimo tego, iż zainteresowane strony podjęły negocjacje, termin 4 miesięcy wyznaczony na wdrożenie wszystkich zaleceń opinii nie został zachowany. Austriacki regulator oraz operator wskazywali, że możliwość przyjęcia metody alokacji na granicy niemiecko-austriackiej będzie wprowadzona dopiero wówczas, gdy potrzebę taką wykaże przegląd istniejących stref cenowych (tzw. *Bidding Zone Review*). Spodziewany termin zakończenia tego procesu to przełom lat 2017 i 2018¹³.

Strona austriacka podjęła kroki prawne przeciw opinii, zwracając się do Komisji Odwoławczej agencji ACER oraz do Trybunału Sprawiedliwości UE, poddając w wątpliwość niewystarczającą moc połączenia między Niemcami a Austrią¹⁴. Ich zdaniem połączenie to dysponuje wystarczającą przepustowością (nie zatyka się), a rekomendacja wyrażona w opinii o rozdzieleniu rynku Niemiec i Austrii jest zbyt daleko idąca¹⁵.

¹² *Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2015 of September 23* (2015), ACER, http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf, s. 27 i nast.

¹³ *The Agency for the Cooperation of Energy Regulators recommends capacity allocation at the German-Austrian border* (2015), Bundesnetzagentur/E-control, Press Release, Bonn/Vienna 23 September, s. 2, https://www.e-control.at/documents/20903/443907/2015_09_23_+BNetzA-E-Control-zu-ACER-Opinion-engl.pdf/f795b63f-c24c-4d69-9076-8f0cc501ddaa.

¹⁴ Skarga wniesiona w dniu 23 listopada 2015 r. – E-control/ACER (Sprawa T-671/15), Dz.U. UE C 38/64, http://www.infor.pl/download/site/pl/oj/2016/c_038/C_-2016-038-01-0064-02-POL.pdf.

¹⁵ Postanowienie Prezesa Sądu z dnia 4 grudnia 2015 r. – E-control/ACER (Sprawa T-671/15 R), Dz.U. UE C 48/51.

Komisja Odwoławcza rozpatrzyła odmownie to odwołanie 16 grudnia ub. roku. Korzystając ze swoich kompetencji, ACER poinformuje teraz Komisję Europejską o zaistniałej sytuacji¹⁶.

Operatorzy regionu Europy Środkowo-Wschodniej przygotowali plan działań umożliwiających realizację rekomendacji opinii agencji ACER, niemniej jednak operator austriacki wyraził zdanie odrębne co do tej części planu, która zakładała uruchomienie alokacji między Niemcami a Austrią. Tajemnicą poliszynela są motywacje strony austriackiej, która obawia się, że wdrożenie wszystkich punktów omawianej opinii spowoduje znaczący wzrost kosztów energii elektrycznej w tym kraju.

Wnioski

Na podstawie przeprowadzonej wyżej analizy przypadku można wyróżnić kilka sposobów mogących przybliżyć rozwiązanie problemu przesyłów kołowych.

Pierwszym z nich jest instalacja przesuwników fazowych w miejscach połączeń transgranicznych. Są to transformatory specjalnego typu, których zadaniem jest regulowanie mocy przepływającej przez sieć energii. Pozwoli to w razie potrzeby na regulację przepływu mocy konkretnego połączenia. Polski operator systemu przesyłowego we współpracy z operatorem niemieckim (50Hertz) ma w planach zainstalowanie takich urządzeń pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec. W pierwszym etapie przesuwniki będą zamontowane na stacji Mikułowa, która stanowi południowe połączenie obu systemów¹⁷. Ta faza projektu ma być oddana do eksploatacji w maju 2016 roku. Druga faza polega na budowie przesuwnika w stacji Vierraden oraz modernizacji linii Krajnik–Vierraden (połączenie północne), która ma polegać na zwiększeniu napięcia do 380 kV. Ukończenie tego etapu jest spodziewane w roku 2018.

Drugim środkiem zaradczym przeciwdziałającym *loop flows* jest przyjęcie metody FBA (*Flow Based Allocation*). Ten sposób wyznaczania zdolności przesyłowej w oparciu o rzeczywiste przepływy energii wykorzystuje macierz zależności między bilansem wymiany handlowej danego obszaru rynkowego a przepływami na kluczowych sieciach przesyłowych. Wybór krytycznych elementów systemu należy do operatorów, którzy

¹⁶ *Austria nie zgadza się na alokację zdolności przesyłowych na granicy z Niemcami* (2016), portal cire.pl, <http://www.cire.pl/item,124090,1,0,0,0,0,austria-nie-zgadza-sie-na-alokacje-zdolnosci-przesylowych-na-granicy-z-niemcami.html>.

¹⁷ *Komentarz PSE do publikacji Forum Analiz Energetycznych FAE dotyczących niedoboru mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu 2015 r.* (2015), Polskie Sieci Elektroenergetyczne, <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=2596>, s. 4.

dysponując najpełniejszą wiedzą co do charakterystyki swojej sieci, decydują o dopuszczalnym poziomie obciążenia względem konkretnych elementów systemu.

Wyznaczenie parametrów dla tej macierzy wiąże się ze znacznymi trudnościami, z uwagi na przyjęty model rynku, zakładający, iż dany rynek krajowy stanowi jednolitą i spójną przestrzeń. Tak daleko idące uproszczenie w postrzeganiu rynków krajowych prowadzi do nieuwzględniania wielości sposobów faktycznej realizacji transakcji handlowych. Niedoskonałość macierzy polega również na tym, że nie bierze pod uwagę wpływu wymiany handlowej dokonywanej na danym obszarze, odnotowując jedynie transakcje pomiędzy obszarami rynkowymi. Z tego właśnie powodu kwestią mającą podstawowe znaczenie jest prawidłowe określenie obszarów rynkowych¹⁸. Przyjęcie mniejszych obszarów skutkuje mniejszym błędem parametrów, a co za tym idzie lepszym oddaniem rzeczywistych wyników rynkowych¹⁹.

Wreszcie kolejnym, niezbędnym warunkiem ograniczenia niepożądanego zjawiska przesylów kołowych z Niemiec do Polski, jest rozdział połączonego obszaru Niemcy–Austria. Przy zawieraniu transakcji uczestnicy rynku z Niemiec i Austrii nie uwzględniają występujących ograniczeń przesylowych, zarówno sieci własnych, jak i krajów sąsiednich. Stąd bezsporna wydaje się zasadność postulatu dotyczącego rozłączenia obszaru niemieckiego od obszaru austriackiego, a istniejąca między nimi wymiana powinna odbywać się w ramach akcji regionalnego mechanizmu alokacji transgranicznych zdolności przesylowych.

Reasumując, na przykładzie opisanego wyżej przypadku przesylów kołowych można zauważyć istotne braki bądź niedomagania tworzącego się rynku energii, które można podzielić na trzy grupy.

Pierwsza odnosi się do kwestii technicznych i polega na niedostosowaniu infrastruktury elektroenergetycznej do ambitnych celów i terminów wprowadzania rozwiązań integracyjnych rynku energii (np. braki w sieci wysokich napięć, brak przesuwników fazowych).

Druga dotyczy kwestii regulacyjno-administracyjnej i unaocznia potrzebę lepszego dostosowania rozwiązań regulacyjnych, aby bardziej przystawały do rzeczywistości. Przyjmowane przepisy powinny zawsze mieć na celu zapewnienie spójnego, zrównoważonego systemu, wolnego od nadużyć i systemowo generowanych obciążeń.

¹⁸ *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego Stan unii energetycznej w 2015 r.* (2015), COM(2015) 572 final, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PL/1-2015-572-PL-F1-1.PDF>, s. 10-11.

¹⁹ Majchrzak H., Purchala K., Sikorski T., Tomasik G. (2012), *Krajowy rynek energii elektrycznej jako element zintegrowanego rynku europejskiego od Lizbony po Helsinki*, „Elektroenergetyka” nr 1-2 (11-12), s. 10-13.

Równie ważną kwestią pozostaje określenie kształtu instytucjonalnego. Niewątpliwie krokiem w dobrą stronę było powołanie do życia agencji ACER. Aby spełnić zadanie stworzenia wewnętrznego rynku energii, należało utworzyć narzędzie sprzyjające realizacji tego celu.

Jednak na podstawie przywołanego wyżej przykładu widać wyraźnie, że potrzebne są skuteczne instrumenty zapewniające faktyczną realizację prawa UE w kwestii energetyki, w tym przypadku poprzez realizację opinii agencji ACER. Bez posiadania realnych instrumentów w tej mierze system nie będzie w stanie zapewnić potrzebnej równowagi. Stąd wydaje się uzasadnione i ze wszech miar pożądane podejmowanie takich działań, które przyczynią się do egzekwowania prawa, np. poprzez zapewnienie mocy wiążącej wydawanych przez ACER opinii. Zainteresowany podmiot musiałby oczywiście mieć możliwość wykorzystania instancyjnego trybu odwołania się od takiej decyzji, niemniej jednak stanowiłoby to skuteczne zabezpieczenie przed wszelkimi działaniami niepożądanymi z punktu widzenia budowania wspólnego rynku energii.

Pozostaje mieć nadzieję, że obserwowane trudności w funkcjonowaniu regionalnych rynków energii przysłużą się wypracowaniu lepszych rozwiązań i pomogą stworzyć prawdziwie zrównoważony i operacyjnie sprawny wspólny rynek energii.

Jakub Rybicki – absolwent Collegium Civitas na kierunku Stosunki Międzynarodowe oraz Uniwersytetu Gdańskiego na kierunku Prawo. Interesują go teoretyczne i praktyczne zagadnienia geopolityki, w tym m.in. energetyka jako przykład narzędzia realizującego interesy poszczególnych państw oraz stosunki międzynarodowe ze szczególnym uwzględnieniem polskiej polityki zagranicznej.

Rola regionalnych rynków energii elektrycznej w procesie integracji w sektorze energetycznym w Europie a odnawialne źródła energii

Wprowadzenie

Termin „integracja” wywodzi się od łacińskiego *integratio*, *-onis* i oznacza odnowienie, scalenie, uzupełnienie. Przede wszystkim polega na budowaniu w miarę jednolitej całości przy jednoczesnym uwzględnieniu uwarunkowań społecznych, politycznych, kulturowych, gospodarczych i regionalnych. Na przestrzeni wieków propozycje integracyjne pojawiały się wielokrotnie. Integracja *sensu largo* zawsze pełniła określone cele m.in. polityczne, obronne, religijne czy gospodarcze. Warto jednak wspomnieć, że powodzenie tych działań zależało w dużej mierze od stanu stosunków dyplomatycznych oraz formalnych powiązań (zwł. instytucjonalnych) pomiędzy uczestniczącymi podmiotami.

Idea europejskiej współpracy gospodarczej zrodziła się bezpośrednio po zakończeniu II wojny światowej. Zdano sobie bowiem sprawę, że aby zapobiec wybuchowi kolejnego konfliktu, należy powiązać ze sobą strategiczne gałęzie europejskich gospodarek, poddając je ponadnarodowej kontroli¹. W słynnej deklaracji *The European Communities* z 9 maja 1950 roku francuski minister spraw zagranicznych Robert Schuman zaproponował francusko-niemieckie porozumienie, dotyczące produkcji węgla i stali (podstawowych wówczas gałęzi przemysłu tych dwóch państw)². W konsekwencji, w roku 1951 w Paryżu powołano do życia Europejską Wspólnotę Węgla i Stali (EWWiS), w skład której wchodziły: Francja, Niemcy, Holandia, Belgia i Luksemburg.

Kolejnym krokiem było podpisanie 25 marca 1957 roku traktatów rzymskich, w efekcie których 1 stycznia 1958 roku powołano do życia Europejską Wspólnotę Gospodarczą (EWG), mającą za zadanie zacieśniać stosunki gospodarcze pomiędzy jej członkami, prowadząc tym samym do ich rozwoju ekonomicznego oraz podnoszenia

¹ Waszkiewicz A. (2002), *Wspólnoty Europejskie 1951-1999 – zarys przemian społeczno-gospodarczych i instytucjonalnych w krajach Wspólnot Europejskich w latach 1951-1999*, Wydaw. Adam Marszałek.

² *The Schuman Declaration – 9 May 1950*, portal Europa.eu, http://europa.eu/about-eu/basic-information/symbols/europe-day/schuman-declaration/index_en.htm.

stopy życiowej. Cele te miały zostać zrealizowane przede wszystkim dzięki znoszeniu w stosunkach handlowych między członkami ograniczeń celnych, ograniczeniu opłat i barier o podobnych skutkach, ustanowieniu wspólnej zewnętrznej taryfy celnej, swobodnemu przepływowi ludzi, towarów, usług i kapitału, wspólnej polityce w zakresie handlu, rolnictwa, ochrony środowiska, transportu, polityki kulturalnej i energetycznej, wspieraniu badań; ujednoliceniu wolnego rynku i ustawodawstwa państw członkowskich, stowarzyszeniu i szerokiej współpracy z krajami trzecimi.

Podstawy prawne EWG na przestrzeni lat uległy jednak modyfikacji, m.in. w Traktacie fuzyjnym organów trzech wspólnot (1967), Jednolitym Akcie Europejskim (1987), Traktacie o Unii Europejskiej (Maastricht 1992), po którym EWG w roku 1993 zmieniła nazwę na Wspólnota Europejska. Ostatecznie jednak w roku 2007 uchwalony został traktat lizboński, wskutek czego Wspólnota Europejska została ostatecznie zastąpiona przez Unię Europejską³.

Regionalne rynki energii

Mimo wielu problemów tendencje harmonizujące rynek gospodarczy w Unii Europejskiej są nie tylko niezmiennie aktualne, ale dalej zyskują na znaczeniu. Na szczególną uwagę zasługuje integracja w sektorze energii elektrycznej. W roku 2005 Komisja Europejska (KE) oceniła, że jej poziom na rynku energii elektrycznej Unii jest niewystarczający, wskazując na tzn. niskim poziom transgranicznego handlu energią elektryczną oraz utrzymujące się znaczne różnice cen energii między rynkami krajów członkowskich.

Z tego też względu od kilku lat budowa jednolitego europejskiego rynku w tym zakresie stanowi jeden z gospodarczych priorytetów Wspólnoty. Oczywiście ma ona też swoje cele podstawowe, takie jak planowanie inwestycji, opracowywanie jednolitych standardów w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i korzystnego oddziaływania energii na środowisko oraz tworzenia zasad polityki cenowej i wzajemnych rozliczeń, sprzyjających harmonizacji zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej na znacznie większym obszarze niż pojedyncze rynki krajowe. Działania podejmowane na rzecz budowy jednolitego europejskiego rynku energii dodatkowo sprzyjają obronie pozycji unijnej gospodarki, której coraz trudniej sprostać konkurencji ze strony innych państw, w szczególności USA, gdzie ceny energii są o wiele niższe.

³ Bartkowiak Ł. (2010), *Podmiotowość prawnomiędzynarodowa Wspólnoty Europejskiej oraz Unii Europejskiej*, „Przegląd Zachodni” nr 1, s. 15.

Dążąc do realizacji wskazanego wyżej celu, Unia Europejska stara się połączyć rynki energii poszczególnych państw członkowskich zarówno od strony fizycznej, jak i regulacyjnej. Należy tu jednak wyraźnie oddzielić dwa wątki. Pierwszy z nich dotyczy utrzymania wspólnego europejskiego systemu energetycznego, a zatem wzajemnej współpracy wszystkich systemów krajowych. Drugi związany jest z handlem energią, gdyż sprawne działanie systemu przesyłowego rzutuje bezpośrednio na wolumen przesyłanej energii, a w konsekwencji na wysokość przepływów finansowych. Bywały bowiem momenty, w których różnice cenowe dla odbiorców przesyłowych w Unii Europejskiej wynosiły więcej niż 100%⁴. Mając to na względzie, jeżeli nie zostanie zapewniona odpowiednia przepustowość interkonektorów, dokonanie rynkowych transakcji na oczekiwanym poziomie będzie niemożliwe lub przynajmniej znacznie utrudnione. Tym bardziej, że dzięki jednolitemu rynkowi ceny energii będą do siebie zbliżone, co będzie miało korzystny wpływ na jej wymianę.

Aktualnie międzypaństwowa współpraca na obszarze energetycznym odbywa się na zasadach wypracowanych w ramach Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych. Był to bowiem asumpt do stworzenia 8 regionalnych rynków energii elektrycznej, wyodrębnionych na podstawie kryteriów: dostępności mocy przesyłowej, zakresu dostępnych informacji, kompatybilności rynków hurtowych oraz warunków współpracy operatorów systemu przesyłowego zapewniających zdolność przesyłu energii elektrycznej przez granice systemów. Na marginesie należy dodać, że Polska należy do dwóch z nich: rynku Północnego (NE) oraz rynku Europy Środkowo-Wschodniej (CEE)⁵.

Proces integracji energetycznej w trakcie realizacji swych założeń z całą pewnością napotka wiele barier. Z technicznego punktu widzenia, za największą uznać należy niedostatecznie rozwiniętą infrastrukturę połączeń transgranicznych. Mimo że od lat funkcjonuje w Europie wspólny i zsynchronizowany system energetyczny o jednakowych parametrach w zakresie m.in. częstotliwości i napięcia, to ze względu na brak odpowiedniej przepustowości istniejących interkonektorów jest on niewystarczający do przesyłania energii w rozbudowanym rynku, integrującym wszystkie państwa Unii. Transgraniczny system przesyłowy powinien być bowiem skonfigurowany przynajmniej w takim stopniu, jak sieci energetyczne w poszczególnych krajach Wspólnoty. Tylko wtedy możliwe będzie zapewnienie przepływu energii pomiędzy poszczególnymi państwami na

⁴ Motowidlak T. (2014), *Rozwój rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” luty.

⁵ Motowidlak T. (2010), *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź.

odpowiednim poziomie. Konieczne przy tym będzie rozwiązanie problemów związanych przede wszystkim z interakcją podsystemów. I choć budowa międzysystemowej sieci połączeń umożliwiającej swobodny, międzynarodowy handel energią jest procesem bardzo czasochłonnym i kosztownym, istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że jego realizacja zakończy się powodzeniem.

Poważne problemy mogą wystąpić także na gruncie społeczno-socjologicznym. Stworzenie właściwej infrastruktury przesyłowej wymaga uzyskania dużej liczby pozwoleń, a z powodu uwarunkowań społecznych czas realizacji budowy może ulec znacznemu wydłużeniu. Najczęściej będzie to spowodowane efektem NIMBY (ang. *Not in my Back Yard* – „nie na moim podwórku”) czy BANANA (ang. *Build Absolutely Nothing, Anywhere Near Anything* – „nie budować absolutnie niczego, nigdzie i w pobliżu niczego”)⁶.

Mając jednak na uwadze aktualne uwarunkowania, do wizji wspólnego rynku energetycznego trzeba podejść z pewnym dystansem. UE proponuje w tym zakresie konsolidację krajowych rynków energii elektrycznej przy pomocy mechanizmu *market coupling*, który choć wydaje się być rozwiązaniem idealnym, w praktyce może sprawić wiele problemów, gdyż mimo zjednoczenia Europy margines partykularnego interesu każdego z państw członkowskich obecnie będzie zawsze.

Każde z państw członkowskich jest bowiem niepowtarzalnym, specyficznym tworem, który od lat realizuje swoją indywidualną politykę energetyczną. W jednym dominuje atom, w drugim energia z węgla, a w jeszcze innym prężnie rozwija się rynek odnawialnych źródeł energii. Niektóre z nich mają własne surowce naturalne, inne nie. Jedni mają wysoko rozwiniętą gospodarkę i są w stanie inwestować w prace nad najbardziej nowoczesnymi i efektywnymi rozwiązaniami energetycznymi, drudzy znajdują się na znacznie niższym poziomie gospodarczego rozwoju i nie mają na to odpowiednich środków.

Reasumując, nie może dziwić fakt, że jednostkowa cena produkcji energii elektrycznej w poszczególnych państwach europejskich znajduje się na różnym poziomie. Aktualnie jednak największą barierą dla stworzenia jednolitego rynku energii od strony regulacyjnej będzie uzyskanie aprobaty wszystkich członków UE dla powszechnego zastosowania mechanizmu, mającego na celu wyrównanie cen energii. Wprowadzenie rozwiązania, które ustanawiałoby cenę zadowalającą wszystkie państwa Wspólnoty, jest bardzo trudne. Aby plan ten wcielić w życie, niezbędna jest większa konwergencja unijnych

⁶ Więcej na ten temat patrz: Paulina Berlińska, *Polityczne i społeczne uwarunkowania rozwoju sektora energetyki wiatrowej w świetle projektu regionalnych rynków energii w Polsce*, w niniejszym tomie.

gospodarek, poprzez efektywne wykorzystanie istniejącej już sieci transgranicznych połączeń. Za takie uznać należy m.in. zacieśnianie współpracy między funkcjonującymi w Europie giełdami energii elektrycznej, operatorami systemów przesyłowych, a także organami regulacyjnymi państw zaangażowanych w budowę tego rynku.

Ze względu na różnorodność przeszkód towarzyszących procesowi ujednolicenia rynku energii elektrycznej należy go przeprowadzać stopniowo. Dlatego idealnym rozwiązaniem wydaje się być kontynuacja trwającego już procesu tworzenia regionalnych rynków energii elektrycznej, gdyż ich nadrzędnym celem jest integracja państw, będących na zbliżonym poziomie rozwoju gospodarczego i posiadających stosunkowo zbieżne systemy energetyczne. Rozwój regionalnych rynków energii, z powodu ich strategicznego znaczenia, został zakwalifikowany do priorytetowych zadań Komisji Europejskiej i potraktowany jako etap pośredni w budowie jednolitego, europejskiego rynku energii elektrycznej.

Powstawaniu regionalnych rynków energii elektrycznej w UE towarzyszył również prężny rozwój giełd energii elektrycznej oraz liczne procesy konsolidacyjne, będące z kolei bardzo silnym impulsem do realizacji kolejnych etapów ujednolicania rynku wewnętrznego. Dzięki temu możliwe stało się wkroczenie wspólnego rynku energii elektrycznej na nową ścieżkę regionalnej integracji rynków krajowych. Istotne znaczenie dla tego procesu miała także współpraca systemów przesyłowych państw członkowskich Wspólnoty (koordynowana przez organizację European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E) oraz ich organów regulacyjnych (koordynowana przez Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER)⁷.

Regulacje prawne Unii Europejskiej

Jak wspomniano wcześniej, strategicznym etapem w procesie wprowadzania jednolitego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej jest wdrożenie i rozwinięcie rynków regionalnych. Wiąże się to jednak z licznymi zmianami w zakresie unijnego prawa energetycznego, a w konsekwencji także w krajowych porządkach prawnych.

Warto zaznaczyć, że daleko idące zmiany zostaną wprowadzane w kodeksach sieciowych, które mimo że dotyczą głównie kwestii transgranicznych, obejmują dodatkowo krajowe rozwiązania prawne. Analizując przepisy zarówno dyrektyw, jak i innych aktów

⁷ Motowidlak T. (2010), *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, op. cit.

prawnych, należy zwrócić uwagę, że wpływ unijnej regulacji na kształtowanie regionalnych rynków energii ma złożone implikacje zarówno dla funkcjonowania, jak i regulacji tych krajowych⁸.

Normy dotyczące możliwości integrowania się – na poziomie regionalnym – krajowych rynków energii poszczególnych państw członkowskich Unii Europejskiej zostały zawarte w aktach prawnych wchodzących w skład tzw. trzeciego pakietu energetycznego⁹. Zarówno dyrektywa 2009/72¹⁰, jak i dyrektywa 2009/73¹¹ zawierają przepisy normujące możliwość podejmowania inicjatyw regionalnych zmierzających do pogłębienia wzajemnej integracji rynków energii pomiędzy sąsiadującymi ze sobą niektórymi państwami członkowskimi.

Zgodnie z preambułami wskazanych aktów „państwa członkowskie powinny sprzyjać integracji swoich krajowych rynków oraz współpracy operatorów systemu na poziomie wspólnotowym i regionalnym”¹². Warto dodać, iż w pkt 55 preambuły dyrektywy 2009/73 podkreślony został wymiar solidarności państw członkowskich w obliczu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

Z punktu widzenia rozwiązań normatywnych, kluczowe dla wskazania podstaw legislacyjnych prowadzenia współpracy w zakresie regionalnej integracji rynków energii są art. 6 dyrektywy 2009/72 oraz art. 7 dyrektywy 2009/73. Zgodnie z treścią tych przepisów zadaniem państw członkowskich (w tym organów regulacyjnych rynków energii) jest wzajemna współpraca w celu integracji odpowiednich rynków krajowych na jednym lub wielu poziomach regionalnych. Ma to stanowić pierwszy krok dla w pełni zliberalizowanego wewnętrznego rynku energii.

W celu koordynacji współpracy między krajowymi organami regulacyjnymi w zakresie wdrażania w życie projektów, których głównym założeniem jest pogłębianie integracji regionalnych rynków energii, a w szczególności w zakresie zapewnienia zgodności

⁸ Swora M. (2015), *Integracja rynków regionalnych energii elektrycznej w świetle przepisów prawa UE*, „Energetyka – Społeczeństwo – Polityka” nr 2, s. 25 i 27.

⁹ Skład trzeciego pakietu energetycznego tworzą akty prawne wskazane w przypisach: 10, 11, 13 oraz Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, Dz.U. UE L 211/15 i Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, Dz.U. UE L 09.211.36.

¹⁰ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE L 211/55.

¹¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE L 09.211.94.

¹² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, op. cit., Preambuła, p. 58.

ram regulacyjnych między regionalnymi rynkami energii, na podstawie rozporządzenia nr 713/2009 utworzona została także Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki¹³. Warto również dodać, iż w zakresie regionalnej współpracy, na podstawie art. 17 dyrektywy 2009/72 i art. 17 dyrektywy 2009/73 odpowiednie kompetencje, dotyczące rozwoju regionalnych rynków energii elektrycznej i gazu, zostały również przyznane operatorom sieci przesyłowych, a na podstawie art. 36 dyrektywy 2009/72 i art. 40 dyrektywy 2009/73 – organom regulacyjnym.

W literaturze podkreśla się, że ujednolicony rynek wraz z rozwijającymi się inwestycjami zwiększającymi możliwości transgranicznej wymiany, oraz rozwiązaniami regulacyjnymi, mającymi na celu bardziej efektywne wykorzystanie alokacji, sprawia, iż wybory poszczególnych państw dotyczące ich miksu energetycznego będą miały międzynarodowe implikacje. Wiązać się to będzie ze wspomnianymi wcześniej cenami energii, poziomem bezpieczeństwa dostaw, jak również uprawnień do emisji. Istnieje przy tym duże prawdopodobieństwo, iż wskaźniki te będą brane pod uwagę w decyzjach inwestycyjnych firm energetycznych o międzynarodowym zasięgu¹⁴.

Z tego też względu szczególną uwagę zwrócić należy na ewentualne konsekwencje dla polskiego systemu elektroenergetycznego, opartego na jednostkach węglowych, w kontekście sąsiedztwa z niemieckim Energiewende – systemem podporządkowanym polityce rozwijania odnawialnych źródeł energii¹⁵.

Charakterystyka budowy regionalnych rynków w Środkowej i Wschodniej Europie związana jest także z większą wrażliwością na realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej¹⁶. Z tego względu specyfika ta, zgodnie z zasadą subsydiarności, również powinna zostać uwzględniona w zakresie realizacji celów energetycznych państw Wspólnoty.

Odnawialne źródła energii

Za jedną z podstawowych koncepcji współczesnego prawa ochrony środowiska uznawana jest zasada zrównoważonego rozwoju, będąca równocześnie długoterminowym celem nadrzędnym Unii Europejskiej. Szczególne znaczenie dla jej ukształtowania na gruncie prawa międzynarodowego mają dokumenty przyjmowane pod auspicjami

¹³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz.U. UE L 09.211.1.

¹⁴ Jong J. de, Groot K. (2013), *A regional EU Energy Policy?*, CIEP Paper No. 2013/06, Clingendael International Energy Programme, Hague.

¹⁵ Swora M. (2015), *Integracja rynków regionalnych energii elektrycznej w świetle przepisów prawa UE*, op. cit., s. 28.

¹⁶ Pronińska K. (2013), *Wpływ współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej na regionalne bezpieczeństwo energetyczne i politykę energetyczną UE*, „Zeszyty Natolińskie” nr 51.

Organizacji Narodów Zjednoczonych. Już od lat 90. zeszłego wieku jej polityka nakierowana jest na szersze wykorzystanie zasobów energetyki odnawialnej. Czynnikiem decydującym w dużej mierze o zmianie nastawienia władz ustawodawczych i wykonawczych do polityki energetycznej są przede wszystkim korzyści związane z odnawialnymi źródłami energii (OZE) oraz podpisane zobowiązania międzynarodowe.

Doniosłą rolę zajmuje tu wypracowanie kompromisu pomiędzy energetyką konwencjonalną i odnawialną. Zgodnie bowiem z założeniami Komisji Europejskiej odnawialne źródła energii w polityce klimatycznej Unii Europejskiej powinny odegrać istotną rolę.

Mając na uwadze aktualne tendencje do ujednolicenia systemu energetycznego na terenie Wspólnoty, zaznaczyć należy, iż silne zróżnicowanie rynków energii elektrycznej ma znaczący wpływ na funkcjonowanie krajowych rynków energii elektrycznej. Sprawia to, że jego ujednolicenie nastrocza wiele problemów i kreuje dyskusję w sprawie wyzwań o kluczowym znaczeniu dla polityki energetycznej zarówno unijnej, jak i polskiej¹⁷.

W konsekwencji konieczne jest zastosowanie mechanizmów bilansowania systemów elektroenergetycznych z uwagi na rodzaj dostępnych źródeł energii pierwotnej oraz rozstrzygnięć politycznych. Według Mariusza Swory, byłego prezesa Urzędu Regulacji Energetyki:

„Mimo dokonującego się postępu, zmiana mechanizmów bilansujących jest szczególnie trudna z uwagi na konieczność zapewnienia realizacji kluczowej funkcji zarządzania częstotliwością w czasie rzeczywistym. Zwiększenie niezawodności funkcjonowania krajowych rynków bilansujących w połączeniu z rozwojem możliwości bilansowania międzysystemowego ma kluczowe znaczenie dla zintegrowania z systemami elektroenergetycznymi państw członkowskich wzrastających wolumenów energii wytwarzanej z nieprzewidywalnych źródeł energii odnawialnej. Wynikający ze stopniowego wprowadzania możliwości bilansowania międzysystemowego wzrost płynności na rynku powinien prowadzić także do ograniczenia ewentualnych zakłóceń na rynku i obniżyć bariery wejścia dla nowych uczestników rynku. Operatorzy systemów przesyłowych zyskają z kolei zwielokrotnione i pewniejsze instrumenty minimalizowania skutków nieprzewidzianych incydentów wpływających na pracę sieci”¹⁸.

¹⁷ Sowiński J., Pydych T., Tomaszewski R., Wachtarczyk A. (2016), *OZE na rynku energii elektrycznej*, „Rynek Energii” nr 2.

¹⁸ Swora M. (2015), *Integracja rynków regionalnych energii elektrycznej w świetle przepisów prawa UE*, op. cit. s. 35-36.

Podsumowanie

Budowa jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej jest zadaniem niezwykle skomplikowanym z racji różnorodności gospodarczej państw ją tworzących. Do powstania prężnie funkcjonującego systemu energetycznego, łączącego wszystkie państwa Wspólnoty, niezbędny jest szereg reform, nie tylko prawnych, lecz przede wszystkim gospodarczych. Aby proces ten zakończył się powodzeniem, powinien przebiegać etapowo.

Powstanie jednolitego rynku energii elektrycznej będzie zależało z jednej strony od tego, w jakim tempie uda się połączyć systemy energetyczne poszczególnych państw UE przy pomocy dodatkowych połączeń transgranicznych, a z drugiej – od kwestii ekonomiczno-politycznych, związanych m.in. z ustaleniem satysfakcjonującego wszystkie kraje mechanizmu ujednolicania. Uwarunkowania te będą miały zasadniczy wpływ na to, czy, kiedy i w jakiej formie europejski rynek będzie w stanie zaistnieć jako wspólnota nie tylko państwowa, ale również gospodarcza *sensu largo*, z doskonale rozwiniętą wspólną siecią energetyczną.

Istotnym elementem budowy wspólnego rynku energii elektrycznej jest konieczność uzyskania zgody dotyczącej przyjmowania wspólnych rozwiązań zaangażowanych państw członkowskich stojących na podobnym poziomie rozwojowym, posiadających zbliżoną infrastrukturę energetyczną, opartych na analogicznych źródłach energetycznych oraz porównywalnej wizji rozwojowej w obszarze polityki energetycznej. Ze względu jednak na ich rozbieżne interesy, jest ona niezwykle trudna do uzyskania.

Jednakże najważniejszym etapem w procesie ujednolicania unijnego rynku energetycznego jest stworzenie regionalnych rynków energii elektrycznej. Jeżeli bowiem na etapie ich funkcjonowania zostaną wypracowane strategiczne mechanizmy wspólnego rynku, istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że przyniosą one pozytywny efekt również w przyszłości.

Warto pamiętać, że budowie wspólnego rynku energii elektrycznej stale towarzyszy również trudny i złożony proces uzgadniania kodeksów sieciowych, których zadaniem nadrzędnym jest likwidacja ograniczeń w zakresie wymiany transgranicznej. Ich wdrażanie będzie miało ponadto wieloaspektowy wpływ na krajowe rynki energetyczne, nieograniczające się jedynie do funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego, ale oddziałujące także na ocenę rentowności inwestycji w sektorze wytwarzania, wyboru źródeł technologicznych oraz rynku hurtowego energii elektrycznej.

Łukasz Baran – absolwent wydziału prawa i administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie. Stypendysta programu wymiany studenckiej Erasmus + Praktyki, praktykant w międzynarodowej kancelarii adwokackiej w Berlinie, stażysta w Ambasadzie Rzeczypospolitej Polskiej w Berlinie, aktualnie praktykant w Ministry of Justice of the State Saxony w Dreźnie (Niemcy). Naukowo interesuje się przede wszystkim prawem cywilnym i energetycznym.

**Polityczne i społeczne uwarunkowania
rozwoju sektora energetyki wiatrowej
w świetle projektu regionalnych rynków energii w Polsce**

Od momentu przyjęcia trzeciego pakietu dotyczącego rynku energii, system elektroenergetyczny w Europie przeżywa okres głębokich modyfikacji. Dotychczasowe decyzje obejmujące sektor polityki elektroenergetycznej umożliwiają wzrost konkurencyjności i rozwój transgranicznych przepływów energii elektrycznej. Łączenie rynków i alokacja zdolności przesyłowych umożliwiła zwiększenie efektywności obrotu energią w skali europejskiej.

Zwiastun zwrotu w myśleniu o systemach energetycznych – unijna dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (OZE) – wraz z przejściem na niskoemisyjny system energetyczny, wyniosła na piedestał energię pozyskiwaną z OZE. Każdy z komponentów przyszłościowego systemu elektroenergetycznego, wpisujący się w krajobraz energetyczny Unii Europejskiej (UE), mierzy się z określonymi wyzwaniami.

Jedno z nich – organizacja i regulacja systemu elektroenergetycznego wraz z koncepcją rynku – w świetle wyzwań i dynamicznego rozwoju technologii – zdezaktualizowało się. Stawiając na integrację graczy rynkowych: elastyczność popytu, dostawców usług oraz źródła z OZE wypracowywane są lokalne regulacje oraz inicjatywy, stanowiące podstawę rozwoju jednolitego rynku energetycznego Unii Europejskiej. W pełni funkcjonujący europejski rynek, oparty na regionalnych rynkach energii, ma umożliwić swobodny przepływ energii do miejsc, w których jest potrzebna. Niezbędne są również dalsze działania zogniskowane na realizację dostatecznej liczby wzajemnych połączeń międzysieciowych oraz wsparcie stabilności inwestycji w sektorze energetycznym jako całości w perspektywie długoterminowej. Nacisk, jaki UE kładzie wobec Polski na produkcję energii z OZE, w trosce o dobro klimatu, ale i zapewnienia płynności dostaw energii elektrycznej do odbiorców, częstokroć przerasta rządy jako niekoherentny z przyjętą polityką rządu.

Pretekstem do przeprowadzonej analizy jest sytuacja społeczno-polityczna w Polsce. Wyzwania stawiane przez kraje członkowskie Unii Europejskiej oraz prowadzona polityka klimatyczna budują nastrój polityczny, a co za tym idzie – określone rozwiązania

formalno-prawne w naszym kraju. Przedmiotem poniższych rozważań jest więc analiza wybranych komponentów obszaru społeczno-politycznego Polski w obliczu rozwoju regionalnych rynków energii odnawialnej.

Artykuł opiera się na analizie wybranych źródeł prawnych (dokumenty ramowe, strategiczne, raporty badań) dotyczących reformy europejskiego rynku energetycznego wraz z mechanizmami wdrażania koncepcji regionalnych rynków energii w krajach Unii Europejskiej, obejmujących obszar państw Morza Bałtyckiego (tak zwanego ringu bałtyckiego), w tym Polski.

Dodatkowo, analizując szereg warunków polityczno-społecznych, w tym wyników badań poparcia społecznego dla budowy farm wiatrowych w Polsce, wskazując na obszary problemowe utrudniające (lub uniemożliwiające) rozwój regionalnych rynków energii uwzględniających udział sektora OZE. Wyszczególniony zostanie proces integracji energetyki wiatrowej w perspektywie wytworzenia dodatkowych 100 GW mocy uzyskanej z farm wiatrowych (udział energii zielonej w zużyciu brutto do roku 2030 ma wynieść 27%¹). Omówiony będzie też projekt regionalnego rynku energii państw Morza Bałtyckiego bazującego na wydajnej pracy sieci elektrowni wiatrowych, który miałby zapewnić dostarczenie dwóch trzecich z ponad 100 GW energii². Inicjatywa ta stanowi interesującą alternatywę współpracy transgranicznej wobec realizacji zobowiązań produkcji energii elektrycznej nałożonych na Polskę przez Unię Europejską.

Wprowadzenie stabilnej unii energetycznej w połączeniu z wypracowaniem długofalowej polityki dotyczącej zmian klimatu zostało szczegółowo ujęte w *Strategii ramowej na rzecz stabilnej polityki energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu*³, czy dokumencie *Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii*⁴, wraz z dyrektywami odnoszącymi się bezpośrednio do wysokości produkcji energii ze

¹ Według Komisji Europejskiej region bałtycki powinien mieć wiodącą rolę w stworzeniu regionalnego rynku energii (2016), Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, <http://www.psew.pl/aktualnosci/773-wedlug-komisji-europejskiej-region-baltycki-powinien-miec-wiodaca-role-w-stworzeniu-regionalnego-ryнку-energii>.

² KE: regionalny bałtycki rynek energii (2015), portal OZE.pl, <http://www.oze.pl/energia-wiatrowa/ke-regionalny-baltycki-rynek-energii,2549.html>.

³ Pakiet dotyczący Unii Energetycznej. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu*, COM(2015) 80 final, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0007.02/DOC_1&format=PDF.

⁴ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów *Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii*, COM (2015) 340 final, <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PL/1-2015-340-PL-F1-1.PDF>.

źródeł OZE. Regulacje krajowe, w tym ustawa o odnawialnych źródłach energii⁵ i przygotowywana do przeprowadzenia przez legislację rządową nowelizacja ustawy o OZE⁶ wraz z projektem tak zwanej ustawy antywiatrowej⁷ w znacznym stopniu kolidują z przyjętą przez Komisję Europejską strategią unifikacji rynku elektroenergetycznego Unii Europejskiej.

Ustawa antywiatrowa, budząca szereg kontrowersji natury prawnej oraz sprzeczny politycznie i społecznie, dotyka takich regulacji jak odległości farmy od najbliższych budynków mieszkalnych, wysokości opłat przeglądów turbin wiatrowych czy pozbawienia części inwestorów praw nabytych. Ekspertyzy i badania wskazują bowiem na możliwość przystąpienia Polski do projektu współpracy transgranicznej obszaru Morza Bałtyckiego⁸ z uwzględnieniem rozwoju lądowych sieci wiatrowych, terenu NATURA 2000, ze wskazaniem na segmentację sektora i wyprowadzenie go w obszar energetyki *offshore*.

Projekt jednolitej unii energetycznej byłby możliwy do zrealizowania wyłącznie w oparciu o pełną współpracę państw członkowskich i rozwój sieci regionalnych rynków energii, wchodzących na parkiet giełdy energii, regulując tym samym poziom cen u konsumenta końcowego. Rolą sektora publicznego jest ustanowienie stabilnych ram rozwoju sektora energii odnawialnej (w tym wiatrowej) poprzez promocję przewidywalnej i spójnej polityki elektroenergetycznej.

Determinanty polityczne i kroki, jakie przedsięwzięli dominujący aktorzy polityczni obecnej kadencji, pozostawiają bez odpowiedzi pytania o realizację założeń Unii Europejskiej. Mateusz Morawiecki, minister rozwoju, z jednej strony optował za udziałem OZE w krajowym miksie energetycznym, z drugiej zaś – wyrażał sceptyczne opinie dotyczące kosztów poniesionych na promocję odnawialnych źródeł energii w Polsce⁹. Takie sprzeczne wypowiedzi stawiają Polskę w przegranej pozycji w debacie klimatycznej,

⁵ Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478, <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20150000478>.

⁶ nikodem (2016), *Niedługo poznamy założenia projektu kolejnej nowelizacji ustawy o OZE*, portal OdnawialneZrodlaEnergii.pl, <http://odnawialnezrodlaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/2653-niedlugo-poznamy-zalozenia-projektu-kolejnej-nowelizacji-ustawy-o-oze>.

⁷ Derski B. (2016), *Dobre i złe strony ustawy antywiatrakowej*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/oze/1413-dobre-i-zle-strony-ustawy-antywiatrakowej>.

⁸ Por.: Necikowski K., Kistowski M. (2008), *Uwarunkowania i perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej na przykładzie strefy pobrzeży i wód przybrzeżnych województwa pomorskiego*, Uniwersytet Gdański, Gdańsk, http://www.kgfiks.oig.ug.edu.pl/mk/kistowski_b_2_4.pdf.

⁹ IEO (2016), *Plan Morawieckiego stawia na OZE. A co z węglem?*, portal OdnawialneZrodlaEnergii.pl, <http://odnawialnezrodlaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/2588-plan-morawieckiego-stawia-na-oze-a-co-z-weglem>; M. Morawiecki: *Nie stać nas jak Niemców na ogromną promocję OZE* (2016), portal REO.pl, <http://www.reo.pl/wiadomosci/m-morawiecki-nie-stac-nas-jak-niemcow-na-ogromna-promocje-oze-8dOTC5>.

będącej strategicznym celem polityki Unii Europejskiej w zakresie klimatu i ochrony środowiska¹⁰ oraz postanowień paryskiej konferencji klimatycznej z końca 2015 roku¹¹.

Charakteryzując rozległą wizję jednolitej unii energetycznej, wskazuje się na konieczność rozwoju współpracy regionalnej krajów członkowskich w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Unii w myśl zasady pierwszeństwa efektywności rynkowej. Ponadto warunkiem niezbędnym do zaistnienia jednolitego rynku elektroenergetycznego Unii jest konieczność modernizacji sieci przesyłowych, infrastruktury przesyłowej i połączeń międzysystemowych wraz z rozwojem sektora *offshore*.

Wobec szeroko zakrojonego projektu wypracowania wspólnych instrumentów zakładających niezależność i bezpieczeństwo energetyczne, planowane jest wdrożenie trzech mechanizmów pilotażowych:

- koordynacji systemów wsparcia OZE;
- wspólnych działań w perspektywie roku 2030 na rzecz rozwoju OZE w regionie;
- głębokich zmian w rynku energii¹².

Opierając się na idei współpracy regionalnej, definiowanej jako relacja łącząca dwoje lub więcej członków Unii w ramach jednego regionu (jednak nie muszą leżeć w najbliższym sąsiedztwie), współpraca różnych podmiotów w ramach jednego regionu, przekraczającego granice państw członkowskich lub współpracę między ustalonymi regionami w całej Europie (włączając obszary krajowe)¹³, winna obejmować dwa możliwe podejścia: *bottom-up* i *top-down*. Zdaniem analityków, w dłuższej perspektywie utworzenie regionalnych rynków energii obejmowałoby grupy regionalne i kraje, ujęte w tabeli 1. Obecność Polski, należącej do Regionu Bałtyckiego, uwzględnia dywersyfikację źródeł energii elektrycznej, kładąc nacisk na energię pochodzącą z elektrowni wiatrowych.

W drugiej rewizji planu działania Strategii UE dla regionu Morza Bałtyckiego¹⁴ za strategiczny cel wzięto monitorowanie działania planu działań w zakresie linii międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich. Polsce przyznano odpowiedzialność nad projektami obejmującymi głównie znoszenie barier wewnętrznych dla handlu

¹⁰ *Renewable energy directive*, portal Komisji Europejskiej, <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>.

¹¹ *Paryska konferencja klimatyczna, 30.11–12.12.2015*, portal Rady Europejskiej, <http://www.consilium.europa.eu/pl/meetings/international-summit/2015/11/30/>.

¹² Gephart M., Tesnière L., Klessmann C. (2015), *Driving regional cooperation forward in the 2030 renewable energy framework*, Heinrich-Böll-Stiftung, European Union, Ecofys, https://eu.boell.org/sites/default/files/hbfecofys_regional_cooperation.pdf, s. 29-31.

¹³ Ibidem, s. 10.

¹⁴ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT European Union Strategy for the Baltic Sea Region ACTION PLAN {COM(2009) 248}, SWD(2015) 177 final, http://ewt.pomorskie.eu/documents/255821/366047/Action_Plan_September_2015/e5668142-8183-4527-a659-ac1d24caff1a.

regionu objętego inicjatywą The Baltic Energy Market Interconnection Plan¹⁵, a także współpracę podczas wdrażania środków na rzecz poprawy jednolitego rynku czy nasilenie współpracy między ośrodkami SOLVIT¹⁶.

Tab. 1. Obszary regionalnych rynków energetycznych

Grupy regionalne	Członkowie
Region „Baltic Energy Market Interconnection Plan”	Kraje bałtyckie: Dania, Finlandia, Niemcy, Polska, Szwecja
Region pięciostronny	Austria, Benelux, Francja, Niemcy, Włochy, Portugalia, Hiszpania, Szwajcaria
Region Europy Południowo-Wschodniej	Austria, Bułgaria, Chorwacja, Republika Czeska, Grecja, Węgry, Włochy, Rumunia, Słowacja, Słowenia
Region Północny	Benelux, Dania, Francja, Niemcy, Irlandia, Szwecja, Wielka Brytania, dodatkowo Norwegia

Źródło: Gephart M., Tesnière L., Klessmann C. (2015), *Driving regional cooperation forward in the 2030 renewable energy framework*, op. cit., s. 27.

Strategia jako wiodące zadania obejmuje współpracę związaną z większym udziałem energii odnawialnej (rozszerzenie wykorzystania energii wiatrowej) oraz z oceną oddziaływania farm wiatrowych na środowisko¹⁷.

Dokument sprawozdawczy *Postępy na drodze do ukończenia tworzenia wewnętrznego rynku energii*¹⁸ odnotowuje postęp przy budowie terminala LNG w Świnoujściu, utrzymując wyzwania związane z budową zintegrowanej sieci wiatrowej w sferze projektu. Wskazuje też na potrzebę zwiększenia elastyczności systemów energetycznych, uwzględniając rozwijanie rynków krótkoterminowych.

¹⁵ *The Baltic Energy Market Interconnection Plan*, portal Komisji Europejskiej, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/baltic-energy-market-interconnection-plan>.

¹⁶ Strona internetowa programu znoszenia barier administracyjnych SOLVIT: http://ec.europa.eu/solvit/what-is-solvit/index_pl.htm.

¹⁷ Dokument roboczy służb Komisji uzupełniający Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący Strategii Unii Europejskiej dla regionu Morza Bałtyckiego, SEC(2009) 712/2, http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docoffic/official/communic/baltic/action0520102010_pl.doc, s. 54.

¹⁸ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów *Postępy na drodze do ukończenia tworzenia wewnętrznego rynku energii*, COM(2014) 634 final, <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/PL/1-2014-634-PL-F1-1.Pdf>.

Analiza sytuacji politycznej i sieci relacji międzynarodowych na arenie europejskiej wobec tworzenia regionalnych rynków energii uwzględniających obecność energetyki wiatrowej pozostawia szeroki margines niejasności i niedopowiedzeń. Wydaje się oczywiste, że polityka energetyczna prowadzona przez partię rządzącą znacząco odbiega od konkluzji przyjętych przez Radę Europejską w marcu 2015 roku.

Droga polskiej polityki energetycznej – wsparcie konwencjonalnych źródeł energii i sektora górnictwa – kontrowersyjna w świetle regulacji unijnych dotyczących udziału OZE w krajowym miksie energetycznym, ze względu na długą tradycję, spotkała się z przychylnością opinii publicznej. Polacy, pozornie sprzyjający energetyce wiatrowej, wobec konkretnych projektów inwestycyjnych, reprezentują klasyczną postawę konfliktu NIMBY (ang. *Not In My Backyard*), kiedy to przedstawiciele lokalnych społeczności (mieszkańcy) wyrażają swój sprzeciw wobec planów budowy infrastruktury związanej z rozwojem energetycznym (turbiny wiatrowe) lub instalacji sanitarnych (oczyszczalnie ścieków). W sytuacji konfliktowej typu NIMBY mieszkańcy wyrażają konieczność powstania wspominanych inwestycji, jednak negują wybór ich lokalizacji – najczęściej obszarów bliskich ich miejsca zamieszkania¹⁹.

Ogólnopolska niechęć wobec realizacji konkretnych rozwiązań infrastruktury turbin wiatrowych zostaje rozproszona i utrzymuje się na względnie równym poziomie, dzieląc społeczności lokalne. Problem, jaki stwarza transport turbin wiatrowej na miejsce jej budowy pozostaje niemalą kontrowersją lub wydarzeniem lokalnym, zmieniając swój charakter: z perfirmatywu staje się argumentem²⁰.

Z drugiej strony, wyniki badania opinii publicznej przeprowadzonego w roku 2010 i dotyczącego społecznej akceptacji dla farm wiatrowych dowodzą raczej pozytywnej postawy Polaków wobec budowy turbin wiatrowych. Jako największe obawy respondentów ankiety wskazywali hałas spowodowany pracą turbin, chociaż doszukiwali się też korzyści z obniżenia cen energii. Finalnie, znaczna część była zadowolona z budowy inwestycji, jedynie 8% było niezadowolonych z powodu ich powstania²¹.

¹⁹ Matczak P. (1996), *Spoleczne uwarunkowania eliminacji syndromu NIMBY*, w: *Podmiotowość społeczności lokalnej*, (red.) Cichocki R., Wydawnictwo MEDIA-G.T., Poznań, <http://www.staff.amu.edu.pl/~matczak/images/spo%B3eczne%20uwarunkowania%20eliminacji%20syndromu%20nimby.pdf>.

²⁰ Materiały wizualne, na które powołują się przeciwnicy budowy infrastruktury wiatrowej: Ranger Jesse (2015), *5 Wind Turbine Fails*, <https://www.youtube.com/watch?v=rxlHcSRdbjg>; Buzz HD (2016), *Transporting a wind turbine blade 73.5 meters long with a roundabout (Denmark)*, https://www.youtube.com/watch?v=76C_ihPE8CY.

²¹ *Poziom akceptacji społecznej dla farm wiatrowych* (2012), Veolia Environnement, MillwardBrown, Warszawa, http://eolfi.pl/downloads_documents/Raport%20-%20Spoleczna%20akceptacja%20dla%20farm%20wiatrowych%20-%20wyniki%20badan.pdf.

Wobec przedstawionych danych dziwi więc fakt popularności inicjatyw związanych ze wstrzymaniem rozwoju infrastruktury sieci wiatrowej, na przykład ogólnopolskiej akcji przeciwników zbyt bliskiej lokalizacji wiatraków od domów „Stop wiatrakom”²². Propagatorzy tej inicjatywy jako przewodnie podają argumenty związane z ochroną krajobrazu, hałasem i generowanymi zanieczyszczeniami. Zakres merytoryczny związany z produkcją energii czy realizacją dyrektyw unijnych schodzi na drugi plan.

Kwestie społeczno-polityczne związane z implementacją regionalnych rynków energii oraz wypracowania wspólnych narzędzi na rzecz wspólnej polityki energetycznej Unii Europejskiej w Polsce pozostają tematem kontrowersji i niejednoznaczności. W świetle przedstawionej analizy trudno wyodrębnić jasno postawione stanowisko opinii publicznej, w przeciwieństwie do określonej (choć niezwerbalizowanej wprost) postawy rządu.

Postawienie diagnozy w odpowiedzi na postawiony problem – niekoherentnej reprezentacji politycznej i niespójnej postawy społecznej wobec wyzwań przewidywalnego rynku energetycznego Unii Europejskiej – pozostaje więc kwestią otwartą. Nawoływania środowisk związanych z sektorem OZE do ponownej analizy proponowanej przez rząd „ustawy antywiatrowej” pozostają bez odpowiedzi.

Ograniczenia natury prawnej, wprowadzone w trybie przyspieszonej legislacji, doprowadzą do szeregu następstw. W ich efekcie Polska może zostać obłożona przez Komisję Europejską sankcjami finansowymi rzędu miliardów euro lub – przed końcem 2020 roku – dokonać transferu statystycznego. Szacuje się, że jego koszt wyniosłby około 1,8 miliarda euro, co stanowi około 1% wydatków z budżetu państwa²³.

W przytoczone szacunki nie wlicza się jednak kosztów społecznych. Poglębianiu negatywnych postaw społecznych wobec sektora energetyki wiatrowej nie sprzyja brak programów informacyjnych i edukacyjnych. Kompleksowe kampanie społeczne, szereg działań konsultacyjnych oraz merytoryczne praktyki o charakterze edukacyjno-informacyjnym mogłyby mieć wpływ na redukcję postaw typu NIMBY, ugruntowanych wśród społeczności lokalnych. Wskazanie atutów: wsparcia nowych technologii, transferu wiedzy i bezpiecznej środowiskowo energetyki wiatrowej, wciąż stanowi wyzwanie dla grup społecznych nastawionych negatywnie do energii odnawialnej.

Postawa NIMBY w żaden sposób nie wesprze rozwoju sektora energetyki wiatrowej, zwiększy jedynie sympatię dla konwencjonalnych źródeł energii, pozostawiając Polskę w technologicznym zaścianku.

²² Strona internetowa portalu stopwiatrakom.eu, <http://stopwiatrakom.eu/>.

²³ Wiśniewski G. (2016), *Polska na półmetku realizacji unijnych zobowiązań dotyczących OZE – czy zdążymy uniknąć miliardowych kar?*, <http://grzegorzwisniewski.innpoland.pl/124133,polska-ma-polmetku-realizacji-unijnych-zobowiazan-dotyczacych-oze-czy-unikniemy-miliardowych-kar>.

Paulina Berlińska – absolwentka Międzywydziałowych Indywidualnych Studiów Humanistycznych i Kulturoznawstwa, doktorantka w Zakładzie Antropologii Kultury Wydziału Filologicznego na Uniwersytecie Mikołaja Kopernika w Toruniu. Stypendystka prezydenta miasta Torunia w dziedzinie kultury. Autorka publikacji popularnonaukowej poświęconej kształtowaniu małych społeczności lokalnych, przestrzeni miejskich i procesów partycypacyjnych oraz artykułów w językach kongresowych. Uczestniczka ogólnopolskich i międzynarodowych konferencji naukowych. Zainteresowania badawcze: antropologia miejsca, procesy partycypacyjne, *urban urbanity*, energetyka odnawialna.

**Konstrukcja jednolitego rynku energii elektrycznej w UE
w kontekście rozwiązania kwestii przepływów nieplanowych
występujących w Europie Środkowo-Wschodniej**

Jednolity rynek energii elektrycznej w UE i problematyka przepływów nieplanowych

Na przestrzeni kilku ostatnich lat Unia Europejska podjęła intensywne działania mające na celu implementację paneuropejskiego rynku energii elektrycznej, czyli jednego rynku składającego się z dotychczas funkcjonujących krajowych rynków energii elektrycznej. Idea ta bezpośrednio wpisuje się w wizję stworzenia w ramach UE wspólnego rynku, traktowanego jako obszar bez granic wewnętrznych, na którym zapewniony jest swobodny przepływ towarów, osób, usług i kapitału. Celem budowy połączonego rynku energii elektrycznej jest przede wszystkim zapewnienie wysokiej konkurencyjności wśród sprzedawców oraz uzyskanie dostaw energii po jak najniższych cenach, przy jednoczesnej ich konwergencji dla całej Wspólnoty. Intensyfikacja konkurencyjności pozwalająca będzie na stabilizację cen oraz zwiększenie jakości oferowanych usług, podczas gdy konwergencja cen przyczyni się do wyrównania szans rozwoju przemysłu w każdym unijnym państwie.

W ogólności, odwołując się do definicji, rynek energii elektrycznej stanowi zespół mechanizmów umożliwiających handel energią elektryczną i jej pochodnymi¹. Istotą rynku energii elektrycznej jest zatem realizacja procesu sprzedaży i zakupu energii elektrycznej.

Rynek energii elektrycznej posiada szereg cech charakterystycznych, które odróżniają go od innych rynków towarowych, a należą do nich:

- brak możliwości składowania istotnych ilości produktu;
- konieczność długookresowego i bieżącego bilansowania dostaw i poboru energii elektrycznej;
- dotkliwe bądź katastrofalne skutki społeczno-gospodarcze zaburzeń jego działania;
- ograniczone możliwości substytucji produktu;

¹ Szczygiel L. (2005), *Model rynku energii*, Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-rynku-energ/1183,1-Model-rynku-energii-elektrycznej.html>.

- homogeniczność produktu (energii elektrycznej) opisywanego tylko przez jeden parametr – cenę;
- występowanie technicznych ograniczeń w swobodnym stosowaniu mechanizmów ekonomii².

Zadaniem twórców rynku energii jest udostępnienie mechanizmów pozwalających na efektywną i niezakłóconą wymianę handlową pomiędzy podmiotami działającymi na rynku. Zgodnie z ideą konkurencyjnego rynku energii, instrumenty te powinny promować liberalność i swobodę handlu, jednocześnie minimalizując dominującą pozycję przedsiębiorstw energetycznych na rzecz odbiorców oraz zapewniać racjonalizację gospodarki elektroenergetycznej. Ze względu na kluczowe znaczenie energii elektrycznej dla całej gospodarki i społeczeństwa, konstrukcja rynku w szczególności powinna uwzględniać wyższość priorytetu zasilania w energię nad transakcjami finansowymi.

Przyjęty model docelowy jednolitego rynku energii w UE zakłada utworzenie 4 podstawowych segmentów rynkowych: Rynek Dnia Następnego (ang. *Day Ahead Market*, RDN), Rynek Dnia Bieżącego (ang. *Intra-Day Market*, RDB), Rynek Praw Długoterminowych (ang. *Forward Market*, RPD), Transgraniczny Rynek Bilansujący (ang. *Cross-Border Balancing Market*, TRB), przy czym RDN uznawany jest za podstawowy i najważniejszy segment jednolitego rynku energii.

Rynek Dnia Następnego oparty ma być na ogólnoeuropejskim algorytmie *market coupling* działającym na zasadzie *single price coupling*, która polega na jednoczesnym, skoordynowanym wyznaczaniu ceny i wolumenu wymiany transgranicznej dla wszystkich obszarów rynkowych, uwzględniając przy tym dostępne zdolności przesyłowe. Konstrukcja jednolitego rynku energii jest zatem modelem strefowym, który zakłada budowę wspólnego RDN w podziale na obszary rynkowe, które traktowane jako tzw. miedziane płyty, umożliwiają swobodny handel, bez konieczności uwzględniania fizycznych warunków realizacji tych transakcji, a jedyne ograniczenia wystąpią na transgranicznych połączeniach między tymi obszarami.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy sieci, biorąc pod uwagę silne wzajemne powiązania w ramach wielokrotnie zamkniętej, oczkowej sieci przesyłowej UE, koordynacja ograniczająca się do wymiany energii realizowanej jedynie pomiędzy granicami danych obszarów rynkowych jest niewystarczająca. Brak uwzględnienia przez uczestników rynku realizujących transakcje wewnątrzbiznesowe, fizycznych aspektów funkcjonowania systemu przesyłowego, w przypadku niewystarczającej definicji tych obszarów, może skutkować powstawaniem sytuacji zagrażających bezpiecznej pracy systemu.

² Ibidem.

W efekcie, operatorzy sieci przesyłowej niejednokrotnie zobligowani są do prowadzenia nadzwyczajnych działań dostosowawczych.

Jednym z kluczowych wyzwań stawianych projektantom jednolitego rynku energii elektrycznej jest wypracowanie efektywnych zasad realizacji transgranicznej wymiany handlowej, których kształt stanowiłby gwarancję zachowania wysokiego poziomu niezawodności funkcjonowania systemów połączonych i jednocześnie przyczyniałby się do optymalizacji wykorzystania zasobów wytwórczych i sieciowych. Dlatego też niezwykle istotnym elementem konstrukcji rynku energii w UE jest wdrożenie właściwej koordynacji wymiany transgranicznej, która minimalizowałaby kwestię tzw. przepływów nieplanowych.

Przepływy nieplanowane stanowią różnice pomiędzy handlowymi grafikami wymiany transgranicznej a przepływami fizycznymi. Opisują zjawisko wymiany mocy pomiędzy systemami, która nie została uwzględniona w grafikach wymiany transgranicznej zgłaszanych do operatora sieci przesyłowej, a tym samym nie jest objęta rynkowym mechanizmem alokacji. Przyczyną problemu jest wskazany wcześniej brak koordynacji i nieuwzględnienie w procesie zawierania transakcji, jak i samej wymiany transgranicznej, technicznych czynników pracy połączonych sieci przesyłowych.

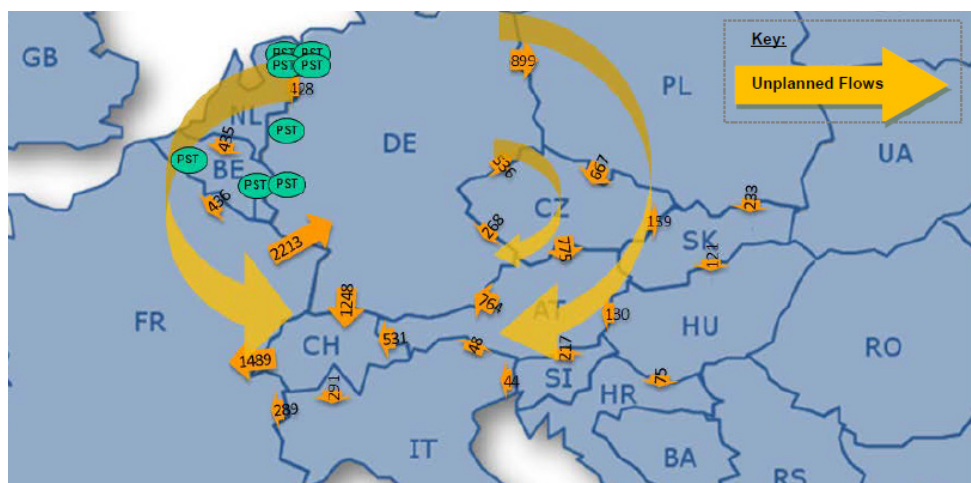
Proces ten objawia się m.in. niedostateczną koordynacją wymiany handlowej w ramach obszaru, którego wewnętrzny bilans bezpośrednio wpływa na inne obszary rynkowe, niebędące stroną w danej transakcji. W efekcie, w synchronicznie połączonych oczkowych strukturach sieci dochodzi do cyrkulacji mocy w postaci przepływów wyrównawczych, co jest naturalnym procesem fizycznym.

Drugim czynnikiem jest powstawanie przepływów tranzytowych, będących wynikiem braku uwzględnienia wpływu transakcji pomiędzy obszarami na przepływy energii w krajach sąsiednich.

Inną przyczyną zaburzającą proces wymiany transgranicznej jest rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), których zmienna charakterystyka pracy powoduje wzrost dynamiki zmiany stanów pracy systemów elektroenergetycznych. W konsekwencji biorąc pod uwagę fakt obligatoryjnego wykonywania przez operatora sieci przesyłowej oszacowań rozkładu obciążeń dla poszczególnych jednostek wytwórczych wraz ze wzrostem niepewności oszacowań, operator zmuszony jest do zachowania zwiększonych marginesów bezpieczeństwa i ograniczania dostępnych mocy przesyłowych.

W Europie Środkowo-Wschodniej (region Central Eastern Europe, CEE), silny wpływ na występowanie przepływów nieplanowanych ma handlowa wymiana transgraniczna pomiędzy Austrią i Niemcami. Kraje te wraz z Luksemburgiem stanowią obecnie

wspólny obszar rynkowy (DE/AT/LU), w związku z czym, zgodnie z europejskim modelem rynku, wykonywane operacje handlowe nie uwzględniają technicznych ograniczeń w krajach ościennych. Niedostatecznie rozwinięta sieć przesyłowa Niemiec w kierunku północ–południe powoduje, iż produkowana na północy Niemiec nadmiarowa energia z OZE jest przesyłana do Austrii przez systemy krajów ościennych. W efekcie, przy wysokiej wymianie handlowej Niemcy–Austria dochodzi do znaczących przepływów nieplanowanych na granicy z Polską i Czechami, włączając w to Słowację i Węgry (rysunek 1).



Rys. 1. Wizualizacja przepływów nieplanowych w regionie CEE

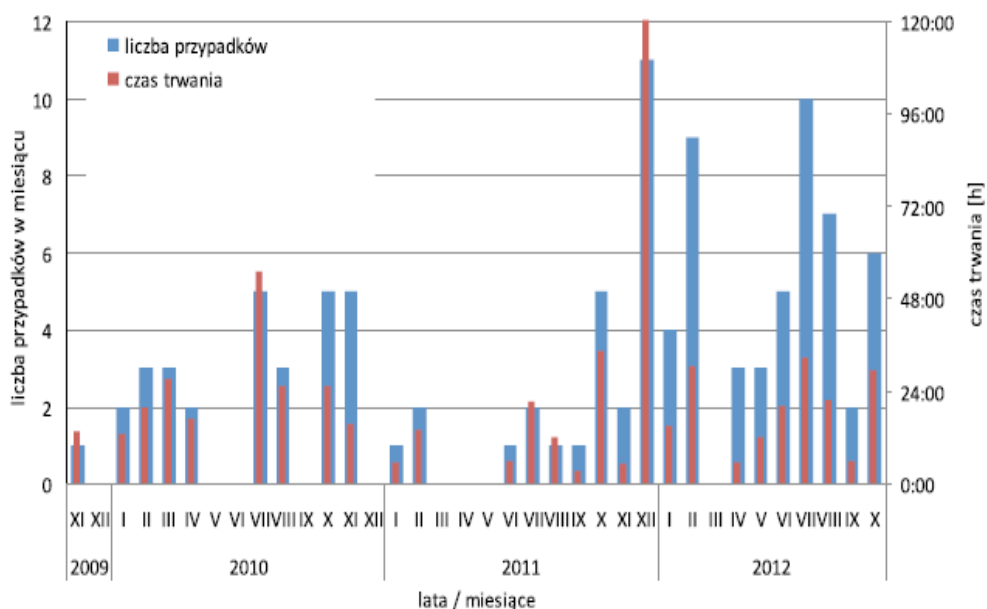
Źródło: *Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), CEPS, MAVIR, PSE S.A., SEPS, http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf.

Według analiz połączonego studium czterech operatorów: Polski, Czech, Słowacji i Węgier³, do około 50% wymiany handlowej Niemcy–Austria realizowanej jest z wykorzystaniem systemów ościennych. Powyższa sytuacja niesie za sobą szereg negatywnych skutków, do których przede wszystkim należy zaliczyć pogorszenie bezpieczeństwa funkcjonowania systemów połączonych. Biorąc pod uwagę sytuację w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), na skutek przepływów nieplanowych krajowy operator często zmuszony jest do przeprowadzania działań dostosowawczych w celu

³ *Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), CEPS, MAVIR, PSE S.A., SEPS, http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf.

uniknięcia powstania niedopuszczalnych przekroczeń obciążalności poszczególnych elementów systemu.

Działania te bezpośrednio są źródłem dodatkowych kosztów i ryzyk związanych ze zwiększonym ich stosowaniem, a zwłaszcza pojawienia się zagrożenia wystąpienia poważnej awarii systemowej o zasięgu ogólnoeuropejskim, będącej skutkiem dłuższego czasu pracy systemu na granicy dopuszczalnych norm bezpieczeństwa lub w sytuacji ich chwilowego niespełnienia. Istotę problemu bardzo dobrze ilustruje zestawienie zawierające liczbę i czas trwania przypadków, w których występowało zagrożenie bezpieczeństwa pracy systemu na skutek nieplanowych przepływów mocy, przy jednoczesnym wyczerpaniu dostępnych środków zaradczych przez Polskie Sieci Energetyczne SA (PSE SA) – rysunek 2.



Rys. 2. Przypadki potencjalnego zagrożenia pracy systemu elektroenergetycznego będące skutkiem występowania nieplanowych przepływów mocy

Źródło: Majchrzak H., Purchała K. (2012), *Przepływy nieplanowe i ich wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego*, „Elektroenergetyka” nr 3-4.

Jednakże, poza kwestiami bezpieczeństwa, przepływy nieplanowe wprowadzają także zaburzenia dla efektywnego funkcjonowania wymiany transgranicznej powodującej

zmniejszenie efektu makroekonomicznego poprzez ograniczenie swobody działalności polskiego rynku uniemożliwiającej realizację wymiany. Co więcej, jako efekt przepływu dodatkowej mocy czynnej przepływy nieplanowe odpowiadają także za zwiększenie strat sieciowych, co bezpośrednio przekłada się na wzrost kosztów prowadzenia ruchu systemu.

Przyjęty docelowy model jednolitego rynku energii w UE, będąc rynkiem strefowym, w założeniu nie pozwala na całkowite wyeliminowanie zjawiska przepływów nieplanowych. Stan synchronicznej pracy połączonych sieci przesyłowych wraz z oczkową wielokrotnie zamkniętą konfiguracją sieci w naturalny sposób odpowiada za występowanie przepływów wyrównawczych, będących źródłem zaburzeń rozplywu mocy w paneuropejskim systemie przesyłowym.

Prowadząc proces organizacji rynku wymiany transgranicznej należy zatem zaproponować takie reguły, które umożliwić będą jak największą zdolność do kontroli i alokacji zdolności przesyłowych przez mechanizmy rynkowe. Ramy funkcjonowania jednolitego rynku energii elektrycznej w UE wyznaczane będą w ramach tzw. kodeksów sieci, czyli zespołu dokumentów w formie rozporządzeń regulujących poszczególne kwestie rynkowe oraz systemowe, przy czym z punktu widzenia RDN najważniejsze jest rozporządzenie 1222/2015 z 24 lipca 2015 roku ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (ang. Capacity Allocation and Congestion Management – CACM)⁴.

Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie rozwiązań preferowanych do minimalizacji zjawiska, jakim są przepływy nieplanowe, ze szczególnym uwzględnieniem konstrukcji mechanizmu alokacji i wyznaczania zdolności przesyłowych w ramach jednolitego Rynku Dnia Następnego w oparciu o studium przypadku podregionu CEE.

Metoda analizy i materiały bazowe

Niniejszy artykuł napisano na podstawie analizy szczegółowych rozwiązań dotyczących wdrożenia jednolitego rynku energii elektrycznej w UE zawartych w rozporządzeniu 1222/2015 oraz przeglądu sugerowanych działań pomocniczych zaproponowanych w artykułach naukowych dotyczących problematyki występowania przepływów nieplanowych zrealizowanych we współpracy z PSE SA.

⁴ Rozporządzenie Komisji UE 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, Dz.U. UE L 197/24.

Dodatkowo w tekście wykorzystano informacje dotyczące propozycji utworzenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, jakie zawarto w dokumencie uzupełniającym rozporządzenie CACM⁵.

Szczegółowe informacje z zakresu opisu zjawiska, jego przyczyn i skali zaczerpnięto z połączonego studium czterech operatorów: Polski, Czech, Słowacji i Węgier na temat przepływów nieplanowych w regionie CEE⁶.

Jako uzupełnienie informacji dotyczących aktualnie prowadzonych działań przeciwko występowaniu analizowanego zjawiska posłużono się doniesieniami prasowymi opublikowanymi na przestrzeni kilku ostatnich lat.

Przepływy nieplanowe – jak rozwiązać problem

Remedium na powstawanie przepływów nieplanowych jest przede wszystkim implementacja poprawnych mechanizmów rynkowych. Model docelowy jednolitego rynku energii w UE przedstawiony w rozporządzeniu 1222/2015, ustanawiający kodeks CACM⁷, zakłada wdrożenie w ramach paneuropejskiego Rynku Dnia Następnego wspomnianego już mechanizmu *single price market coupling*.

Oznacza to, iż funkcjonowanie RDN opierać się będzie na realizacji jednego wspólnego algorytmu, który służyć będzie alokacji zdolności przesyłowych przeprowadzanych w ramach aukcji typu *implicit*, czyli aukcji jednocześnie wyznaczających dla każdego obszaru cenę i wolumeny transakcji handlowych. W efekcie, taka konstrukcja rynku zapewni pożądaną konwergencję cen dla całej Wspólnoty. Jednocześnie, zgodnie z wytycznymi Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER)⁸, zdolności przesyłowe w UE mają być wyznaczane w sposób skoordynowany, przy czym minimalnym obszarem koordynacji jest region, a docelowym Europa. Na mocy dokumentu uzupełniającego rozporządzenie CACM, zaproponowano by Polska przyporządkowana została do regionu CEE, który swym obszarem obejmować będzie dodatkowo: Niemcy, Austrię, Czechy, Węgry, Słowenię, Słowację, Chorwację i Rumunię (rys. 3).

⁵ Explanatory document to all TSOs' proposal for Capacity Calculation Regions (CCRs) in accordance with Article 15(1) of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (2015), ENTSO-E, 29 October, Brussels.

⁶ *Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), op. cit.

⁷ Explanatory document to all TSOs' proposal for Capacity Calculation Regions (CCRs) (2015), op. cit.

⁸ Zadaniem agencji jest zapewnienie właściwej koordynacji działań regulatorów, monitorowanie współpracy między operatorami systemów przesyłowych oraz monitorowanie rynku i przebiegu procesu integracji, patrz: Słomko M., Lickindorf A., Olejniczak M. (2013), *Struktura prawna Unii Europejskiej i podstawowe akty prawne w zakresie rynku energii elektrycznej i gazu*, TGE SA, Warszawa.



Rys. 3. Proponowany kształt regionu CEE

Źródło: Explanatory document to all TSOs' proposal for Capacity Calculation Regions (CCRs) (2015), op. cit.

Ze względu na często obserwowany nieplanowy charakter wymiany w sieci wielooczkowej, preferowaną metodą wyznaczania zdolności przesyłowej dla regionu CEE (docełowo dla całej Europy kontynentalnej) jest metoda *Flow Based Allocation* (FBA), która polega na powiązaniu transgranicznej wymiany handlowej z fizycznym rozplywem sieci, będący następstwem zawartych transakcji.

Niemniej jednak, w przypadku obszarów o słabych połączeniach (połączenia promieniowe) dopuszcza się możliwość stosowania metody *Available Transmission Capacity Allocation Metod* (ATC), czyli obecnie stosowanej metody z góry określającej maksymalną możliwą wymianę pomiędzy sąsiadującymi obszarami rynkowymi, niezależnie od wymiany na innych granicach. Jednakże celem skutecznego zarządzania ograniczeniami w europejskiej sieci przesyłowej, stosowany mechanizm FBA powinien możliwie jak najlepiej odzwierciedlać fizykę pracy tej sieci.

Dlatego też niezbędna jest rewizja obszarów rynkowych, która pozwoli na optymalizację ich wielkości pod kątem minimalizacji pojawiających się zaburzeń funkcjonowania systemu. Jak wskazują operatorskie analizy krajów Europy Środkowo-Wschodniej, chcąc skutecznie zmniejszyć pojawiające się w tym regionie przepływy nieplanowe, konieczne jest rozdzielenie niemieckiego obszaru rynkowego od obszaru austriackiego, które dotychczas połączone funkcjonowały na zasadzie „miedzianej płyty”.

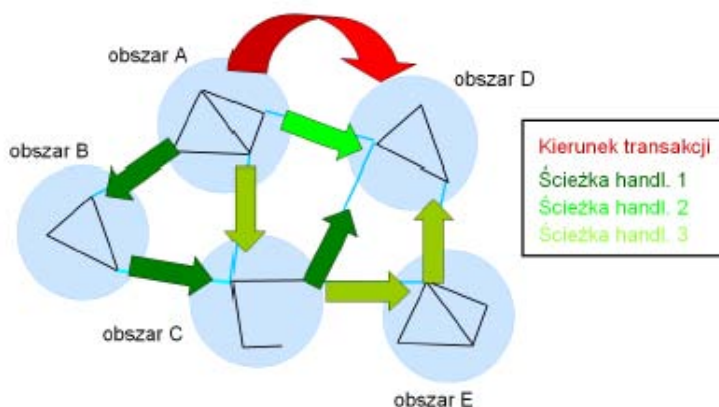
Ponadto pragnąc minimalizować naturalną skłonność do powstawania przepływów wyrównawczych w regionie, niezbędna jest także rozbudowa wewnętrznego systemu

przesyłowego Niemiec, tak by zwiększyć przepustowość linii łączących północ kraju z południem. Ostatecznie, jako rozwiązanie zwiększające elastyczność pracy sieci, realizowana jest budowa specjalnych transformatorów dodawczych (tzw. przesuwników fazowych – ang. *Phase Shifting Transformer* – PST), których specjalna konstrukcja umożliwia zmianę kąta napięcia i zmianę rozpyłu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, a tym samym zwiększenie się zdolności realnej wymiany transgranicznej.

Przepływy nieplanowe – trudna gra interesów

Obecnie transgraniczna wymiana handlowa w UE realizowana jest przy użyciu metody ATC, której algorytm wykorzystuje zdolności przesyłowe, odgórnie uzgodnione przez sąsiadujących ze sobą operatorów, na podstawie przyjętych założeń co do przewidywanej wymiany na pozostałych granicach i stanu sieci. W metodzie tej ustalana jest zatem maksymalna możliwa wymiana pomiędzy sąsiadującymi obszarami rynkowymi, przy czym jest ona niezależna od poziomu wymiany na innych granicach.

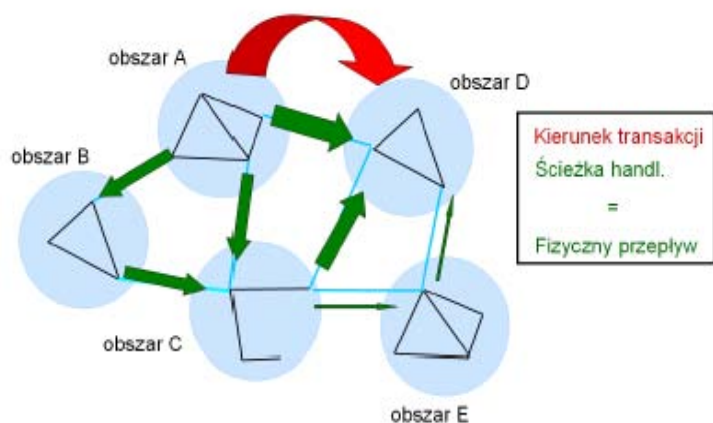
W ramach omawianego systemu ATC każda transakcja dopuszcza zatem realizację wymiany transgranicznej różnymi ścieżkami handlowymi. W efekcie system ten nie odzwierciedla wpływu zawieranych transakcji na fizyczne przepływy w poszczególnych liniach przesyłowych, co skutkuje tym, iż przepływy fizyczne nie są równe przepływom handlowym (rys. 4).



Rys. 4. Wizualizacja alokacji zdolności ATC

Źródło: Majchrzak H., Purchała K., Sikorski T., Tomasik G. (2012), *Krajowy rynek energii elektrycznej jako element zintegrowanego rynku europejskiego od Lizbony po Helsinki*, „Elektroenergetyka” nr 1-2 (11-12).

W metodzie FBA, w przeciwieństwie do metody ATC, każda transakcja handlowa prze-
liczana jest na fizyczne przepływy w sieci, co powoduje, że przepływ handlowy jest
równy przepływowi fizycznemu (rys. 5).



Rys. 5. Wizualizacja alokacji zdolności metodą FBA

Źródło: ibidem.

W efekcie metoda FBA pozwala na uwzględnienie współzależności, jakie implikuje w sieci oczkowej transgraniczna wymiana handlowa, zapewniając tym samym pożądaną koordynację alokacji zdolności przesyłowych jednocześnie na wielu granicach danego regionu. Takie podejście przyczyni się do ograniczenia pojawiającego się zjawiska przepływów nieplanowych, które negatywnie wpływają na sytuację w regionie CEE.

Mechanizm FBA bazuje na macierzy PTDF (ang. *Power Transfer Distribution Factors*), która określa zależności występujące pomiędzy bilansem wymiany handlowej danego obszaru rynkowego a fizycznymi przepływami na krytycznych elementach systemu (ang. *critical branches*). Krytyczne elementy systemu określane są przez operatorów i stanowią najważniejsze linie przesyłowe, przy czym są to nie tylko linie transgraniczne, ale również mogą to być wewnętrzne linie danego obszaru rynkowego, a także obiekty systemowe takie jak np. transformatory. Ogółem są to zatem elementy najbardziej narażone na powstawanie zakłóceń związanych ze zmianą bilansu wymiany transgranicznej, a poziom ich obciążenia bezpośrednio warunkuje bezpieczeństwo pracy całego systemu.

Niemniej jednak, ze względu na stosowany model traktujący rynki jako miedziane płyty, pewną trudnością w stosowaniu metody FBA jest kwestia wyznaczania parametrów macierzy PTDF. Co więcej, zaprezentowane podejście bada jedynie wpływ transakcji międzyobszarowych, pomijając transakcje zawierane wewnątrz danego obszaru. W związku z powyższym, efektywność metody FBA zapewniona jest jedynie w przypadku prawidłowo zdefiniowanych obszarów, których wielkość jest odwrotnie proporcjonalna do jakości uzyskiwanych wyników rynkowych.

Zdiagnozowana potrzeba rozdzielenia niemieckiego obszaru rynkowego, poparta została na wniosek prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przez ACER, który uznał, że rynki Austrii i Niemiec powinny zostać rozdzielone, tak aby uwzględniały rzeczywiste zdolności przesyłowe pomiędzy tymi krajami⁹.

Gdyby udało się zrealizować ten postulat, Austria mogłaby importować z Niemiec jedynie taką ilość energii, jaką dopuszczają fizyczne ograniczenia połączeń pomiędzy tymi krajami. Polska przez długi czas zabiegała także o poparcie ww. kwestii przez Komisję Europejską, argumentując, iż ograniczenie przepływów nieplanowych pozwoli na odblokowanie możliwości handlowych na połączeniach między Niemcami a Europą Środkową.

Skutkiem tych starań było powołanie zespołu składającego się z przedstawicieli KE, rządów, operatorów i regulatorów państw zainteresowanych, którego celem jest rozwiązanie problemu pojawiających się w regionie CEE przepływów kołowych. Polskie stanowisko poparte zostało także przez komisarza ds. energii Miguela Ariasa Cañete, co rodzi nadzieję na implementację stosowanych zapisów w ramach przygotowywanych kodeksów sieciowych¹⁰.

Jednakże austriacki operator E-Control zaskarżył opinię ACER do Trybunału Sprawiedliwości UE. Wątpliwości zgłosił też Eurelectric, czyli zrzeszenie organizacji grupujących firmy energetyczne w UE, argumentując, że takie działania stoją w sprzeczności z wizją budowy jednolitego rynku energii w UE, w ramach której planuje się rozwój integracji stref cenowych¹¹. Według Austriaków rozdzielenie rynków spowoduje wzrost cen w Austrii o 15%, gdyż obecnie tania energia z Niemiec wykorzystywana jest do pompowania wody w elektrowniach szczytowo pompowych, które następnie oddają

⁹ Zasuń R., Derski B. (2016), *Sytuacja na granicy Polski i Niemiec grozi europejskim blackoutem*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1252-sytuacja-na-granicy-polski-i-niemiec-grozi-europejskim-blackoutem>.

¹⁰ Zasuń R., Derski B. (2016), *Będzie bezpieczniej na granicy z Niemcami*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1420-bedzie-bezpieczniej-na-granicy-z-niemcami>.

¹¹ Zasuń R. (2016), *Spór o przepływy kołowe trwa*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/843-spor-o-przeplywy-kolowe-trwa>.

energię w okresach wyższych cen. Z kolei w Niemczech rozdział rynku spowoduje, że w sytuacji nadprodukcji energii z OZE ceny będą mogły częściej spadać do wartości ujemnych¹². Ponadto, mając na uwadze duży import energii w kierunku włoskim, wzrost cen w Austrii bezpośrednio przełoży się także na wzrost cen we Włoszech.

Rozwiązaniem zmniejszającym skutki występowania przepływów nieplanowych w regionie CEE jest rozbudowa sieci na zachodniej granicy KSE poprzez instalację przesuwników fazowych, które wreszcie pozwolą na realne zarządzanie transgraniczną wymianą energii. Na mocy uzgodnień międzyoperatorskich, Polska zobowiązała się do zbudowania przesuwników fazowych na południowym połączeniu polsko-niemieckim Mikulowa–Hagenwerder, natomiast Niemcy na północnym połączeniu Krajnik–Vierraden (rys. 6).



Rys. 6. Połączenia transgraniczne KSE

Źródło: Purchała K. (2015), *Największe wyzwania w procesie budowy rynku energii UE*, PSE SA, Warszawa, http://pliki.psew.pl/WEW/WEW2015_3_Konrad%20Purcha%C5%82a_PSE_PL.pdf.

¹² Zasuń R., Derski B. (2016), *Będzie bezpieczniejsz na granicy z Niemcami*, op. cit.

Według informacji prasowych przedstawionych przez firmę PSE SA, polska część inwestycji powinna zostać zakończona i oddana do użytku w maju 2016 roku, natomiast niemiecka, pierwotnie planowana na rok 2017, ze względu na sądowe uchylene pozwolenia na budowę, prawdopodobnie zrealizowana zostanie dopiero w 2018 roku¹³.

W związku z budową północnego PST, w czerwcu 2016 roku planuje się wyłączenie z użytkowania na 2 lata linii Krajnik–Vierraden, co jednocześnie pozwoli na przeprowadzenie niezbędnych testów przesuwnika południowego. Docelowo powyższe inwestycje pozwolą na uzyskanie w roku 2018 zdolności do importu energii z mocą 500 MW oraz eksportu z mocą 1500 MW¹⁴.

Budowa przesuwników fazowych realizowana jest także na granicy czesko-niemieckiej, gdzie pierwsze urządzenie PST uruchomione zostanie w roku 2016, a następne w roku 2017. Biorąc pod uwagę planowane urządzenia na wschodniej granicy Niemiec oraz już istniejące PST po stronie zachodniej, istnieje teoretyczna możliwość całkowitego blokowania przepływów nieplanowych. Mimo wszystko takie działania nie stanowią rozwiązania problemu, gdyż pozostawiają Niemców w trudnej sytuacji nadprodukcji energii z OZE. Mając na uwadze perspektywiczny dalszy rozwój morskich farm wiatrowych, całokształt wyżej wskazanych działań zaradczych będzie miał sens, jeżeli Niemcy zaczną budować wewnętrzne autostrady energetyczne, umożliwiające tranzyt energii z północy na południe kraju. Jednakże strategia budowy linii przesyłowych napotyka liczne protesty mieszkańców Bawarii, których opór opóźnia realizację inwestycji, co więcej wymuszając niekiedy konieczność stosowania linii kablowych¹⁵.

Rozwiązaniem długofalowym przede wszystkim mogłaby być lokalizacja OZE bliżej odbiorców bądź podział cenowy Niemiec i lokalizacja fabryk ze względu na niższą cenę energii na północy kraju. Niemniej jednak, rozwiązania te stanowią raczej odległą przyszłość.

¹³ *Ważny krok w kierunku uregulowania przepływów mocy pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec* (2016), portal PSE SA, zakładka Biuro prasowe, podstrona Aktualności i Komunikaty, zakładka OSP, <http://pse.pl/index.php?dzid=14&did=2909>.

¹⁴ Zasui R., Derski B. (2016), *Będzie bezpieczniej na granicy z Niemcami*, op. cit.

¹⁵ Zasui R. (2016), *Czy przesuwniki coś zmieniają?*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1399-czy-przesuwniki-cos-zmienia>.

Podsumowanie

Wdrożenie zakładanego modelu docelowego jednolitego rynku energii w UE w oparciu o mechanizm FBA *market coupling* wraz z właściwą definicją obszarów rynkowych pozwoli na wzrost efektywności rynku, minimalizując problematykę przepływów nieplanowych w regionie CEE. Jednocześnie, ze względu na naturalny charakter zjawiska dla sieci oczkowych, znaczący rozwój OZE na północy Niemiec będzie wzmacniał jego siłę, dlatego też niezbędna jest rozbudowa infrastruktury przesyłowej oraz budowa przesuwników fazowych. Jednak całokształt rozwiązań nie będzie jednak skuteczny, dopóty nierozwiązana zostanie kwestia optymalizacji wielkości obszarów rynkowych w UE.

Sebastian Krupiński – inżynier, ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Stypendysta Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, ekspert ds. energetyki w Fundacji im. Leśława A. Pagii, alumn Akademii Energii oraz Padarewski Academy. Jego zainteresowania kierują się w stronę rynku energii elektrycznej oraz strategii rozwoju i ekonomiki funkcjonowania sektora elektroenergetycznego.

Para w gwizdek

Wprowadzenie

Bezpieczeństwo dostaw, konkurencyjność i zrównoważony rozwój – to trzy główne cele opisywane w *Strategii ramowej na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu* (2015)¹. Rosnące zapotrzebowanie na energię i konieczność współpracy inwestycyjnej w ramach prowadzenia projektów infrastrukturalnych stanowi silny argument do zacieśniania współpracy pomiędzy krajami członkowskimi. Celem unii energetycznej jest zapewnienie swobodnego i stałego dostępu do źródeł energii, nowych miejsc pracy w sektorze (między innymi poprzez inwestycje w nowe technologie), wspieranie przedsiębiorczości i podnoszenie efektywności energetycznej. Europa winna stać się przyjazna dla środowiska, niskoemisyjna, ma walczyć z globalnym ociepleniem i za wszelką cenę bronić sensowności inwestowania w odnawialne źródła energii. Ma być zwarta politycznie i zawsze przemawiać jednym głosem. Założenia są niewątpliwie słuszne i pochwalić należy determinację w dążeniu do niektórych z nich. Niestety, nie można nie odnieść wrażenia, że para trochę idzie w gwizdek.

Unia energetyczna opiera się na częściowym spełnianiu założeń odpowiednio do 2020, 2030 i 2050 roku. Są to m.in. działania na rzecz ograniczenia emisji i wzrostu udziału czystej energii. Podstawowe wytyczne porządkuje tabela 1.

Realizacja dotychczasowych założeń do roku 2020 wygląda obiecująco. Udało się obniżyć emisyjność europejskiej gospodarki o 18% w stosunku do okresu 1990-2012. Udział odnawialnych źródeł energii w ogólnym miksie energetycznym wyniósł 14,1% w stosunku do danych porównawczych – 8,5% w roku 2005. Również trzeci cel jest możliwy do osiągnięcia – poprawa efektywności energetycznej bowiem kształtuje się na poziomie 18-19%. W stosunku do założonych 20% wynik jest zadowalający – jeśli państwa członkowskie zrealizują założenia, cel zostanie osiągnięty².

¹ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu* (2015), COM/2015/080 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080&from=PL>.

² *Energia*, portal Unii Europejskiej, zakładka Topics, podstrona Energy, http://europa.eu/pol/ener/index_pl.htm.

Tab. 1. Cele Unii Europejskiej związane z energią i klimatem, które powinny zostać osiągnięte do 2020, 2030 i 2050 r.

	2020	2030	2050
Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych	Co najmniej 20% w stosunku do poziomów z roku 1990	40%	Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 80-95% w stosunku do poziomów z roku 1990
Udział energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w ogólnym zużyciu energii	20%	27%	Nie dotyczy
Poprawa efektywności energetycznej	20%	27-30%	Nie dotyczy

Źródło: *Energia*, portal Unii Europejskiej, zakładka Topics, podstrona Energy, http://europa.eu/pol/ener/index_pl.htm.

Kluczowym założeniem unii energetycznej jest integracja wewnętrznych rynków i infrastruktury energetycznej, w tym gazowej. Unia Europejska stawia nacisk na jednoczenie i unifikację systemów dystrybucyjnych surowca w ramach swoich granic. Tworzenie wspólnego rynku gazowego powinno opierać się na analizie potrzeb i możliwości w ramach regionów UE, która pod tym względem nie jest jednorodna. Stopniowa integracja przedstawicielstw regionalnych stanowi realną perspektywę niezależności dla jej członków.

Największe wyzwania stoją przed regionem Europy Środkowo-Wschodniej, który w toku gruntownych przemian, stawiając na liberalizację i odchodząc od modelu handlu gazem zdominowanego przez jednego dostawcę, inwestuje w infrastrukturę. Na tym obszarze tradycyjny model sprzedaży opierał się na kontraktach długoterminowych zawierających klauzulę *take-or-pay*, która – niezależnie od wolumenu pobranego surowca – zmusza odbiorcę do zapłacenia zakontraktowanej sumy. Celem, który stawiają sobie członkowie regionu, jest pełna liberalizacja oraz dopuszczenie do obrotu surowca pochodzącego z możliwie wielu kierunków dostaw. Ma to wpływ na rozwój wewnątrzregionalny, co przekłada się na pozycję negocyjacyjną wobec tradycyjnych dostawców surowca, do niedawna posiadających w regionie monopole.

Założeniem nadrzędnym wprowadzanych na rynki regulacji jest niedopuszczenie do sytuacji, w której integralność Unii Europejskiej zostanie naruszona poprzez wykorzystanie surowców energetycznych jako narzędzia szantażu politycznego. Takie sytuacje,

podobnie jak różnicowanie cen surowca w zależności od odbiorcy, miały niejednokrotnie miejsce w przeszłości. Działania prowadzone przez Unię Europejską mają ten proceder ukrócić.

W ramach podsumowania dotychczasowych osiągnięć i wystawienia ocen poszczególnym członkom, 24 lipca ubiegłego roku opublikowany został raport o stanie unii energetycznej³. Wnioski ogólne dotyczące implementacji założeń napawają optymizmem. Podkreśla się spadek emisji gazów cieplarnianych i wzrost udziału odnawialnych źródeł energii. Sytuacja na wewnętrznym rynku gazu ziemnego również ulega korzystnej zmianie, głównie dzięki inwestycjom w interkonektory, przesyły rewersowe i terminale gazu skroplonego.

W celu poprawy bezpieczeństwa i zwiększenia możliwości dywersyfikacyjnych kluczowe znaczenie mają inwestycje w regionie Europy Środkowo-Wschodniej oraz w centrum. Zasadniczą wagę ma budowa Korytarza Północ-Południe, którego dwa odcinki, zachodni i wschodni, przebiegać będą przez terytorium Polski. Północno-zachodnia część magistrali znajduje się już w fazie realizacji. Inwestycja zapewni integrację regionu bałtyckiego ze środkową częścią Europy, co ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo i atrakcyjność inwestycyjną krajów do niego należących.

Istotna jest konieczność realizacji inwestycji umożliwiających import surowca z alternatywnych źródeł dostaw, przykładowo z regionu Morza Kaspijskiego za pomocą Gazociągu Transadriatyckiego, czy też większego wykorzystywania możliwości przesyłowych, jakie daje Morze Północne – magistrala Baltic Pipe. Terminal skroplonego gazu ziemnego (ang. *Liquefied Natural Gas* – LNG) w Świnoujściu wspólnie z Gazociągiem Bałtyckim utworzą początek Korytarza Północ-Południe, który przebiegał będzie przez południową część Polski, Republikę Czeską, Słowację i Węgry. Zakończeniem korytarza ma być terminal skroplonego gazu ziemnego Adria na terenie Chorwacji⁴.

Będący obecnie w fazie przedinwestycyjnej projekt Gazociągu Bałtyckiego (BEMIP) zakłada położenie magistrali łączącej wybrzeże duńskie z polskim. Projekt znajduje się na liście priorytetów Unii Europejskiej między innymi dlatego, że przynosi obopólne korzyści – dzięki umożliwieniu krajom skandynawskim dostępu do globalnych zasobów

³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Stan unii energetycznej w 2015 r.*, COM(2015) 572 final, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PL/1-2015-572-PL-F1-1.PDF>.

⁴ *Korytarz Północ-Południe*, strona internetowa Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/korytarz-polnoc-poludnie>.

LNG za pomocą polskiego terminala gazu skroplonego. Magistrala ma również dysponować technicznymi możliwościami rewersowymi⁵.



Rys. 1. Korytarz Północ–Południe

Źródło: *Korytarz Północ–Południe*, op. cit.

Nowo powstały na Litwie terminal gazu skroplonego LNG w Kłajpedzie ma znaczenie przełomowe – powstała bowiem realna szansa na dopuszczenie do rynku krajów bałtyckich innego surowca niż rosyjski. Połączenie międzysystemowe pomiędzy Polską a Litwą będzie kolejnym działaniem na rzecz zakończenia okresu izolacji regionu. Trzeba pamiętać, że nadal większość krajów pozostaje w znacznym stopniu zależna od tradycyjnych źródeł dostaw.

⁵ *Gazociąg Bałtycki/ Baltic Pipe*, strona internetowa Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltyckibaltic-pipe/>.

Ujednolicenie rynku w regionie zaowocuje nie tylko dostępem do różnych dostawców surowca. Jest to również szansa na implementację zunifikowanych procesów i procedur prewencyjnych na wypadek wystąpienia kryzysu gazowego. Zapewni tym samym możliwość elastycznego reagowania i kompensowania ewentualnych niedoborów surowca. W tym celu powołuje się instytucje mające tworzyć i monitorować regionalne wspólnoty infrastrukturalne.

Przykładem organizacji powstałej w celu przyspieszenia tej integracji jest grupa Wysokiego Szczebła ds. Gazowych Połączeń Międzysystemowych w Europie Środkowej i Południowo Wschodniej (Central and East South Gas Connectivity – CESEC), powstała w lutym 2015 roku. W jej skład wchodzi: Austria, Bułgaria, Chorwacja, Grecja, Słowenia, Węgry, Włochy, Słowacja oraz Rumunia. Grupa działa w trzech podgrupach – Południowo-Wschodniej, Wschodnio-Centralnej i Adriatyckiej⁶. Współpraca prowadzona jest nie tylko na płaszczyźnie inwestycyjnej – kluczowe jest zachowanie wspólnoty regulacyjnej, na straży której stoi European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) oraz Agencja Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Współpraca w ramach regionów toczy się również dzięki powołaniu Gazowych Inicjatyw Regionalnych Rynku Europy Południowej i Południowo-Wschodniej (GRI-SSE) w ramach ACER. Zadeklarowanymi członkami organizacji są: Austria, Bułgaria, Czechy, Cypr, Grecja, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry, Włochy oraz Polska. Obecna współpraca ma na celu poprawę aktualnego modelu handlu gazem ziemnym i kontrolę nad wprowadzaniem zasad trzeciego pakietu energetycznego. Założeniem inicjatyw jest również zapobieganie niekontrolowanym przerwom w dostawach surowca – zacieśnianie współpracy w ramach tego założenia odbywa się jednak najczęściej w ramach kooperatyw podregionalnych⁷.

Materiały i metody

Niniejszy artykuł powstał w oparciu o źródła zagraniczne i krajowe. Podstawą jest opublikowany w listopadzie 2015 roku Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Stan unii energetycznej w 2015 r.*⁸ wraz

⁶ *Central and South Eastern Europe Gas Connectivity*, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/central-and-south-eastern-europe-gas-connectivity>.

⁷ *South South-East GRI*, strona internetowa ACER, http://www.acer.europa.eu/en/Gas/Regional_%20Initiatives/South_South-East_GRI/Pages/default.aspx.

⁸ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-

z Aneksem⁹. Wykorzystano również wniosek dotyczący rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego¹⁰.

W mniejszym stopniu wykorzystano publikacje zamieszczonych na stronach internetowych podmiotów: GAZ SYSTEM, ENTSO-G, Gas Regional Initiatives, Central and East South Gas Connectivity i ACER. Formułowanie wniosków i obiektywna ocena sytuacji została oparta na materiałach przygotowanych przez Przedstawicielstwo w Polsce Komisji Europejskiej oraz wyciągach z Biura Prasowego Parlamentu Europejskiego. Źródła, o których mowa, w większości pochodzą z portalu ec.europa.eu. Pomocne pozostaje sprawozdanie na temat unii energetycznej przygotowane 26 listopada 2015 roku przez Kancelarię Senatu Rzeczypospolitej Polskiej¹¹. Finalny kształt zaprezentowanych wniosków artykuł uzyskał dzięki publikacjom Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych oraz Ośrodka Studiów Wschodnich im. Marka Karpia.

W nawiązaniu do metodologii analizy PESTEL, niniejsze opracowanie skupia się przede wszystkim na aspekcie politycznym, z uwzględnieniem segmentu ekonomicznego. Przedstawione zagadnienia dotyczą wzajemnych relacji aktorów sceny międzynarodowej, uwarunkowań geopolitycznych i celów strategicznych. Poruszone zostaną również problemy opłacalności planowanych inwestycji w odniesieniu do zasadności ich realizacji. Wagą pozostaną interesy poszczególnych państw charakteryzowanego regionu w relacji do możliwości ekonomicznych.

Rezultaty

Wnikliwe zapoznanie się z przedstawionym powyżej materiałem pozwala sądzić, że założenia zawarte w *Strategii ramowej na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu* (2015)¹² są realizowane konsekwentnie. Wzrastająca liczba

Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Stan unii energetycznej w 2015 r.*, op. cit.

⁹ Annex to Commission Delegated Regulation (EU) amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf.

¹⁰ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PL/1-2016-52-PL-F1-1.PDF>.

¹¹ *Sprawozdanie nt. unii energetycznej* (2015), Sprawozdanie nr 19/2015, Kancelaria Senatu – Przedstawiciel Kancelarii Senatu przy Unii Europejskiej, Bruksela, 26 listopada, <https://www.senat.gov.pl/download/gfx/senat/pl/defaultopisy/296/7/1/019.pdf>.

¹² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Strategia ramowa na rzecz*

połączeń międzysystemowych w obszarze przesyłu gazu ziemnego zapewnia coraz większą swobodę polityczną krajów członkowskich. Zauważalne są jednak różnice pomiędzy regionami tworzącymi obszary ścisłej kooperacji. W opracowaniu skupiono się na rynku Europy Środkowo-Wschodniej z celowym pominięciem rynku południowego. Zawężenie obszaru analizy pozwala na krytyczną ocenę osiągnięć unii energetycznej przedstawionych w dokumentach omawianych powyżej ze szczególnym uwzględnieniem przywoływanego już raportu *Stan unii energetycznej w 2015 r.*

Materiał wskazuje na fakt, że pomimo poczynionych postępów w zakresie uruchomienia połączeń rewersowych i otwarcia rynku na nowych dostawców region pozostaje silnie uzależniony od tradycyjnych dostawców gazu, dla których rynek zbytu w Europie Środkowej jest kluczowy. Dotychczasowe prace nie są zadowalające w obliczu działań prowadzonych przez Federację Rosyjską, posiadającą projekty nowych magistrali na znacznie bardziej zaawansowanym poziomie realizacji niż inicjatywy wspólnotowe. W dalszej części przedstawione zostaną argumenty na poparcie tej tezy.

Dyskusja

W opinii Komisji Europejskiej, jak również autorki tego tekstu, rok 2015 był przełomowym dla relacji energetycznych wewnątrz UE. Nasilający się konflikt pomiędzy Rosją a Ukrainą stanowi obecnie największe wyzwanie dla wszystkich zainteresowanych stron. Rosja bowiem nie planuje przedłużać umowy tranzytowej z Ukrainą po jej wygaśnięciu w roku 2019 – taką wypowiedź Aleksieja Millera, prezesa Gazpromu, potwierdził w połowie 2015 roku rosyjski minister energetyki, Aleksander Nowak¹³.

Rosjanie, rozumiejąc potrzebę wyboru właściwych kierunków dostaw surowca do Europy, rozważają dwa scenariusze – pierwszy zakłada realizację gazociągu TurkStream, którego budowa wydawała się niemal pewna – w maju 2015 roku przystąpiono do prac kończących studium wykonalności. Planowane ukończenie pierwszej nitki gazociągu to grudzień 2016 – informacje pochodzą z oficjalnej strony projektu (usuniętej tuż przed publikacją tego tekstu, w maju 2016 roku). Na tej samej stronie można było też przeczytać, jakoby pierwsza nitka projektu była zarezerwowana wyłącznie dla odbiorców tureckich (przepustowość 15,75 mld m³). A dopiero przy rozbudowie projektu może zostać wzięte pod uwagę rosnące zapotrzebowanie na surowiec w Europie.

stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu (2015), op. cit.

¹³ *Rosja nie przedłuży kontraktu z Ukrainą na tranzyt gazu do Europy* (2015), Polskie Radio, <http://www.polskie-radio.pl/42/273/Artykul/1419560,Rosja-nie-przedluzy-kontraktu-z-Ukraina-na-tranzyt-gazu-do-Europy>.



Rys. 2. Projektowane trasy TurkStream vs. South Stream

Źródło: Robinson Th. (2015), *Securing the future of Turkish Stream*, portal Interfax, <http://interfax-energy.com/gasdaily/article/15215/securing-the-future-of-turkish-stream>.

W listopadzie 2015 roku stosunki na linii Ankara–Moskwa uległy znaczącemu pogorszeniu, między innymi ze względu na zestrzelenie przez Turków rosyjskiego samolotu wojskowego. W tej sytuacji prognozowaną realizację projektu można uznać za wątpliwą.

Skorzysta na tym z pewnością odkurzony projekt South Stream, którego realizację Komisja Europejska zablokowała, ze względu na niezgodność z prawodawstwem europejskim, a która to magistrala ma szansę na realizację, gdyż – jak informują rosyjskie media – pojawiły się „nowe okoliczności”¹⁴. Oficjalnie na stronie projektu South Stream znaleźć można jedynie informację o planowanej inwestycji The TurkStream Offshore Pipeline¹⁵. Mająca składać się z 4 nitek o łącznej przepustowości 63 mld m³ magistrala przesyłowa miałaby zacząć powstawać w czerwcu 2016 roku, umożliwiając kontynuowanie dostaw do Europy z pominięciem Ukrainy – jak zakładano.

Wspominany już wielokrotnie w tym tekście raport o stanie unii energetycznej¹⁶ dobitnie podkreśla wiarygodność Ukrainy jako kraju tranzytowego. Zaznacza, że w interesie wszystkich stron – rosyjskiej, ukraińskiej i europejskiej – leży, aby dotychczasowe

¹⁴ Malinowski D. (2016), *South Stream nie umarł. Prace nad gazociągami znów ruszą*, WNP, http://gazownictwo.wnp.pl/south-stream-nie-umarl-prace-nad-gazociagiem-znow-rusza,265000_1_0_0.html.

¹⁵ *The TurkStream Offshore Pipeline*, <http://www.south-stream-transport.com/project/>.

¹⁶ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Stan unii energetycznej w 2015*

warunki i trasa przesyłania surowca nie uległa zmianie. Eksperci unijni wspierają rząd Ukrainy i Naftogaz w modernizacji i reformach strukturalnych tak, aby kraj utrzymał swoją dotychczasową pozycję. Efektem tych działań było wdrożenie w październiku 2015 roku protokołu zapewniającego nieprzerwane dostawy surowca w okresie zimowym.

Rok 2015 był przełomowy również ze względu na znaczący wzrost możliwości rewersowych na granicy słowacko-ukraińskiej. Energochłonna gospodarka Ukrainy zawsze stanowiła pewny rynek zbytu. Odwróciły się jednak proporcje zaopatrywania tego kraju w gaz – w roku 2014 Gazprom dostarczył 14,5 mld m³, a UE – 5,1 mld m³. W roku 2015 było odwrotnie – z Rosji pochodziło 6,1 mld m³, a z UE – 10,3 mld m³. Teraz całość zapotrzebowania Ukraina chce pokrywać surowcem kupowanym w Unii¹⁷.

Przykład obrazuje skalę problemu. Budowa wspólnego, zintegrowanego rynku gazu jest zajęciem długotrwałym i mozolnym. Początkowo integracja następuje w ramach naturalnie występujących wspólnot regionalnych – krajów o zbliżonej strukturze zaopatrzenia w gaz. Wspólnym mianownikiem rynku Europy Środkowo-Wschodniej, w przypadku nieplanowanych przerw w dostawach rosyjskich, jest brak wystarczająco wydajnych i elastycznych połączeń z dużym rynkiem surowca umożliwiającym skompensowanie niedoborów. Naturalnym kandydatem jest rynek niemiecki¹⁸.

W lutym 2016 roku Komisja Europejska przyjęła tak zwany pakiet gazowy. W jego skład wchodzi cztery dokumenty, między innymi dwie nowelizacje w sprawie zabezpieczenia dostaw, kontrola umów międzyrządowych oraz rewizja strategii LNG. Kontrola podpisywanych umów na rzecz zgodności z prawodawstwem unijnym stanowi niewątpliwie najważniejszy element pakietu. Ten zapis jest skuteczniejszy niż poprzedni – przed implementacją Komisja Europejska mogła co najwyżej badać dokumenty po fakcie – teraz może nie dopuścić do ich zawarcia – to bardzo istotne z punktu widzenia krajów regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Warto wspomnieć, że zmiana regulacji nie ma wpływu na gazociąg Nord Stream 2, który jest przedsięwzięciem prywatnym – jak zaznaczają zainteresowane strony¹⁹.

Pakiet ma również inny wymiar – kładzie nacisk na współpracę w ramach wspólnot regionalnych. W przypadku kryzysu dostaw żaden kraj nie może zostać bez pomocy i

¹⁷ r., op. cit.

¹⁸ Szuszwalak-Rojczyk I. (2016), *Gazurka – czyli czym się robi politykę*, „FIBRE” nr 1, <http://www.fibre.org.pl/post/nordstream2-nr1-2016/>.

¹⁹ *Towarowe giełdy energii a bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej* (2014), European Financial Congress, notatka podsumowująca założenia, http://www.efcongress.com/sites/default/files/towarowe_gieldy_energii.pdf.

¹⁹ Gawlikowska A., Gruszczyński W., Nowak Z. (2016), *Pakiet gazowy: kolejny etap starań o wzmocnienie odporności energetycznej UE*, „Biuletyn PISM” nr 9 (1359), https://www.pism.pl/files/?id_plik=21337.

wsparcia surowcowego – w naszym regionie gwarantem bezpieczeństwa są Niemcy współpracujące z Polską, Czechami i Słowacją²⁰. O ile fizyczne możliwości (w tym rewers na Jamale) istnieją, o tyle już kolejne projekty infrastrukturalne kuszą, żeby zastanowić się nad ich sensownością.

Chodzi oczywiście o budowę kolejnych dwóch nitek pod Morzem Bałtyckim. Projekt Nord Stream 2 wywróci do góry nogami dotychczasowe role w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Jest on realizowany przez konsorcjum New European Pipeline AG, w składzie którego znajdują się: Gazprom (50 proc.), E.ON (10 proc.), Shell (10 proc.), OMV (10 proc.), BASF/Wintershall (10 proc.) i Engie (10 proc.). Planowana łączna przepustowość ma wynosić 55 mld m³. To wolumen wystarczający do zaspokojenia potrzeb europejskich z pominięciem tranzytu przez Ukrainę.

Z perspektywy czeskiej, słowackiej i węgierskiej dotychczasowe linie przesyłowe mają istotne znaczenie, z punktu widzenia Bułgarii, Serbii, Bośni i Hercegowiny czy Macedonii są jedynymi drogami dostaw. Doprowadzi to do zupełnej dewaluacji dotychczasowej trasy transportowej i ograniczy pozycję negocjacyjną krajów regionu, na czym zdecydowanie zyskają Niemcy i Austriacy, jako kluczowi odbiorcy rosyjskiego gazu.

Oprócz utraty bezpiecznych dostaw kraje regionu dotkliwie odczują brak wpływów do budżetu wynikający z zaniechania tranzytu. Słowacja rocznie zarabiała na przesyłach kilkaset milionów euro – na jej terytorium położony jest kluczowy odcinek gazociągu Bratierstwo. Spadek z tranzytu przekroczył 40% – z 74 mld m³ w 2011 roku do 46,5 mld m³ w 2014 roku²¹. Kontrakt tranzytowy pomiędzy Rosją a Słowacją wygasa w roku 2028.

To właśnie panika wynikająca z niepewności co do kolejnych posunięć Rosjan pcha kraje regionu do inwestowania we wszystkie alternatywne możliwości. Przypomina to gaszenie pożaru. Rozbudowujemy interkonektory, planujemy kolejne łączniki i inwestujemy w cudem ukończone gazoporty (które mają stosunkowo niewielkie możliwości regazyfikacyjne – przynajmniej na początku). W gruncie rzeczy jednak wszystkimi łącznikami w większości będzie płynął gaz rosyjski – dostarczany Korytarzem Północnym.

Stąd wniosek, że pomimo ambitnych planów unijnych para trochę idzie w gwizdek – gaz jest przecież najmniej emisyjnym z paliw kopalnych – czy nie o to chodzi w założeniach o ochronie klimatu, dekarbonizacji i walce z CO₂?

²⁰ Załączniki do Wniosku dotyczącego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010, COM(2016) 52 final, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PL/1-2016-52-PL-F1-1-ANNEX-1.PDF>.

²¹ Dąbrowski T., Groszkowski J., Sadecki A., Łoskot-Strachota A. (2015), *Europa Środkowa i Południowo-Wschodnia wobec projektu Nord Stream 2*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2015-10-14/europa-srodkowa-i-poludniowo-wschodnia-wobec-projektu-nord-stream-2>.

Jak czytamy w raporcie o stanie unii energetycznej – gazociąg Nord Stream będzie poddany szczegółowej analizie pod kątem zgodności z prawodawstwem unijnym – „Komisja przyjmuje do wiadomości plany spółek handlowych w zakresie budowy dalszych rurociągów łączących Rosję i Niemcy przez Morze Bałtyckie. Nord Stream 3 i 4 – nawet jeżeli zostaną ukończone – nie dadzą dostępu do nowego źródła dostaw; zwiększyłyby one zdolności przesyłowe z Rosji do UE, które obecnie są wykorzystywane jedynie w 50%. Rurociągi te będą musiały być w pełni zgodne z prawem UE. Komisja oceni każdy projekt pod kątem europejskich ram prawnych”²².

Zbliżone założenia dotyczyły pierwszej magistrali – Nord Stream 1 i 2 położonej pod Morzem Bałtyckim. I pomimo tego, że obecnie zrealizowane gazociągi wykorzystywane są jedynie w 50% (około 27 mld m³), nie można oprzeć się wrażeniu, że niebawem będzie można oglądać kolejne ujęcia budowanej pod powierzchnią wody inwestycji.

Inez Szuszwalak-Rojczyk – absolwentka Collegium Civitas, kierunku Stosunków Międzynarodowych i Dyplomacji oraz Inżynierii Gazownictwa, studiów podyplomowych na Politechnice Warszawskiej.

Ekspert w dziedzinie polityki zagranicznej Federacji Rosyjskiej i krajów WNP. Jej zainteresowania obejmują m.in. globalne procesy polityczne i geoeconomiczne oraz międzynarodowe negocjacje energetyczne. Specjalizuje się w międzynarodowej działalności koncernu Gazprom oraz w problematyce inwestycji zagranicznych. Współpracowała m.in. z Ministerstwem Spraw Zagranicznych RP i Ośrodkiem Studiów Wschodnich.

Prywatnie zapalona podróżniczka, pasjonatka wina i kuchni gruzińskiej.

²² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Stan unii energetycznej w 2015 r.*, op. cit.

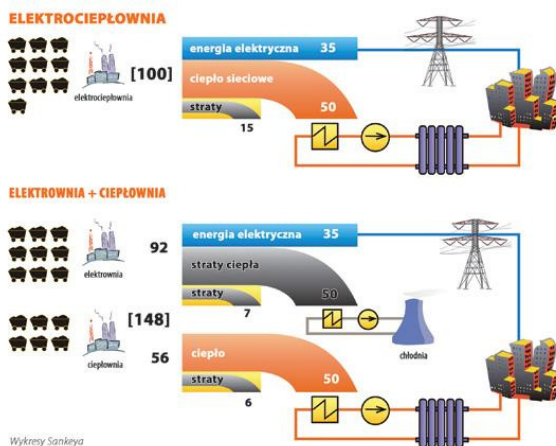
Analiza porównawcza bloku gazowo-parowego z blokiem węglowym w kontekście kogeneracji

Wstęp

Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie technicznych możliwości zwiększenia efektywności ekonomicznej przedsiębiorstw dzięki zastosowaniu kogeneracji gazowej.

Kogeneracja (ang. *Combined Heat and Power* – CHP) oznacza równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego. Dzieje się tak, np. podczas wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej w elektrociepłowni.

Podstawową korzyścią wynikającą z zastosowania tego procesu jest bardziej racjonalne wykorzystanie paliwa dzięki zagospodarowaniu ciepła odpadowego, które w przypadku pracy bez kogeneracji jest bezpowrotnie tracone. Należy zaznaczyć, że tracona ilość energii jest znacząca, co zostało zobrazowane na rysunku 1.



Rys. 1. Procent dostarczonej energii w kogeneracji (np. elektrociepłownia) oraz w standardowym systemie energetycznym (elektrownia i ciepłownia)

Źródło: Kogeneracja i produkcja energii elektrycznej, strona internetowa EC Olsztyn, http://www.ec.olsztyn.pl/technologia_noweg_zrodla/kogeneracja.

Jak widać, wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła w elektrociepłowni prowadzi w znacznym stopniu do zmniejszenia zużycia energii pierwotnej. Fakt ten został dostrzeżony między innymi przez Unię Europejską, która zawarła w dyrektywie 2004/8/WE wsparcie dla energii wytwarzanej w kogeneracji. Wymagania dyrektywy przeniesione zostały do przepisów krajowych poprzez ustawę Prawo energetyczne¹.

Należy pamiętać, że kogeneracja prowadzi do zmniejszenia emisji CO₂ do atmosfery. Dzieje się tak, ponieważ do wytworzenia tej samej ilości energii (cieplnej i/lub mechanicznej) zachodzi potrzeba spalania mniejszej ilości paliwa. W kontekście regulacji unijnych jest to zjawisko jak najbardziej pożądane i ekonomicznie uzasadnione.

Celem artykułu jest przedstawienie możliwego rozwiązania kogeneracji gazowej w istniejących oraz nowo powstających instalacjach przemysłowych. Układy kogeneracyjne wykorzystują, np. turbinę gazową lub tłokowy silnik gazowy. Systemy z tłokowymi silnikami gazowymi są konkurencyjne w stosunku do turbiny gazowej najczęściej tylko w przypadku małych mocy (około 5 MW), dlatego przedmiotem analizy był układ kogeneracyjny z zastosowaniem turbiny gazowej.

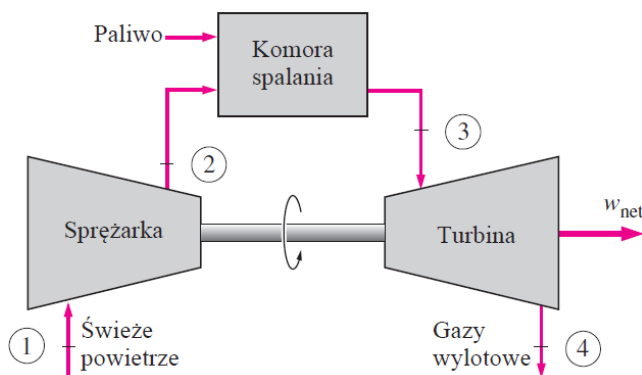
Z racji rosnącego udziału turbin gazowych w polskiej energetyce² istotne jest, aby zostały one wykorzystane w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony.

Materiały i metoda

Turbina gazowa jest przepływowym silnikiem cieplnym wewnętrznego spalania. Zasada jej działania polega na sprężaniu powietrza atmosferycznego w sprężarce (najczęściej osiowej ze względu na duży przepływ masowy czynnika) i wtłoczeniu go do komory spalania. Tam do sprężonego powietrza o dużym ciśnieniu dodawane jest paliwo (najczęściej gaz ziemny) i następuje reakcja spalania. Ma ona na celu uwolnienie energii zawartej w paliwie. Gorące spaliny są następnie rozprężane w turbinie właściwej w celu wygenerowania energii na wale turbiny. Energia ta służy najczęściej do napędu sprężarki oraz generatora elektrycznego (są możliwe również inne warianty, np. napęd sprężarki). Modułowa budowa turbiny gazowej przedstawiona została na rysunku 2.

¹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. 1997 nr 54, poz. 348, Dz.U. 2012 poz. 1059, z 2013 poz. 984 i poz. 1238, z 2014 poz. 457, poz. 490, poz. 900, poz. 942, poz. 1101 i poz. 1662, z 2015 poz. 151, poz. 478, poz. 942, poz. 1618, poz. 1893, poz. 1960 i poz. 2365 oraz z 2016 poz. 266, stan na dzień 19 maja 2016 r., tekst ujednolicony w Departamencie Prawnym i Rozstrzygania Sporów URE, <http://www.ure.gov.pl/download/1/4571/Prawoenergetycznestannadzien19maja2016r.pdf>.

² *Budowane i planowane elektrownie*, portal cire.pl, <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html>.



Rys. 2. Obieg otwarty turbiny gazowej

Źródło: opracowanie własne na podstawie Cengel Y., Cimbala J. (2013), *Fluid Mechanics Fundamentals and Applications*, third ed., McGraw-Hill Higher Education, Columbus.

Jako że turbina gazowa jest maszyną wirnikową, sprężanie powietrza, spalanie i rozprężanie następuje tutaj ciągle w każdej sekundzie pracy.

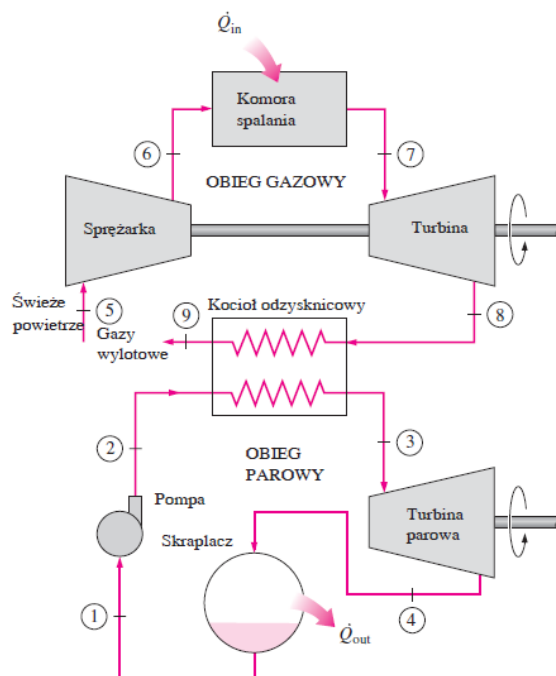
Osiągi turbiny gazowej zależne są od warunków otoczenia, dlatego należało przyjąć pewne warunki referencyjne, określone przez normy ISO: ciśnienie 1,013 bar; temperatura 15 °C; wilgotność względna 60%³. Zabieg ten pozwala na porównywanie różnych modeli turbiny gazowej.

Tak pracujący układ nie może być uznany za układ działający w kogeneracji gazowej. W tym celu należy doprowadzić do możliwości generowania energii w postaci użytkowego ciepła. Niewątpliwą zaletą silnika przepływowego jest fakt, że spaliny wylatujące z turbiny mają jeszcze dużą energię wewnętrzną.

Zagospodarowanie jej jest możliwe dzięki zastosowaniu np. obiegu parowego. Jest on jednak inny niż w konwencjonalnych elektrowniach (np. węglowych). Różnica polega na użyciu kotła odzysknicowego zamiast konwencjonalnego. Zasada jego działania polega na odebraniu energii wewnętrznej ze spalin i przekazaniu jej do układu parowego. W układzie parowym generowana jest zarówno energia elektryczna, jak i ciepła,

³ Brooks F.J., *GE Gas Turbine Performance Characteristics*, GE Power Systems, Schenectady, <http://www.up.farsscript.ir/uploads/13316846411.pdf>.

dzięki czemu układ ten (ang. *Combined Cycle Gas Turbine*, CCGT) może zostać zakwalifikowany jako układ działający w kogeneracji gazowej⁴. Schemat takiego układu przedstawiony został na rysunku 3.



Rys. 3. Schemat układu gazowo-parowego CCGT

Źródło: opracowanie własne na podstawie Cengel Y., Cimbala J. (2013), *Fluid Mechanics Fundamentals and Applications*, op. cit.

Należy mieć świadomość, że schemat pokazany na rysunku 3 ma charakter poglądowy, a jego celem jest wyjaśnienie idei układu gazowo-parowego. W rzeczywistości układy te są znacznie bardziej skomplikowane. Stosuje się np. upusty pary z turbiny parowej; podział turbiny parowej na części niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia; trójciśnieniowy

⁴ Uwaga: nie każdy układ służący do odzysku ciepła z turbiny gazowej jest układem typu Combined Cycle, patrz: Badyda K., Miller A. (2014), *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*, Wydawnictwo KAPRINT, Lublin.

układ w kotle odzysknicowym, co znacznie komplikuje układ, lecz prowadzi do osiągnięcia lepszych osiągnięć⁵.

W celu oceny opłacalności budowy układu gazowo-parowego oprócz kosztów budowy samego układu należy uwzględnić również koszt przyszłej emisji CO₂ (oraz ilość jej emisji), wydatki związane z utrzymaniem i remontami oraz czas eksploatacji. Uplaszczanie technologii CCGT na tle innych rodzajów wytwarzania energii doskonale przedstawia tabela 1.

Tab. 1. Porównanie ogólnych cech wybranych technologii produkcji energii elektrycznej

Technologia	Wielkość jednostek	Czas inwestycji	Koszt inwestycji/kW	Koszt eksploatacji	Ceny paliwa	Emisja CO ₂	Ryzyko regulacyjne
Cykl kombinowany (CCGT)	Średnia	Krótki	Niski	Niski	Wysokie	Średnia	Niskie
Węgiel	Duża	Długi	Wysoki	Średni	Średnie	Wysoka	Wysokie
Atomowe	Bardzo duża	Długi	Wysoki	Średni	Niskie	Zerowa	Wysokie
Hydro	Duża	Długi	Bardzo wysoki	Bardzo niski	Zerowe	Zerowa	Wysokie
Wiatr	Mała	Krótki	Wysoki	Bardzo niski	Zerowe	Zerowa	Średnie
Silniki tłokowe	Mała	Bardzo krótki	Niski	Niski	Wysokie	Średnia	Średnie
Ogniwa paliwowe	Mała	Bardzo krótki	Bardzo wysoki	Średni	Wysokie	Średnia	Niskie
Fotowoltaika	Bardzo duża	Bardzo krótki	Bardzo wysoki	Bardzo niski	Zerowe	Zerowa	Niskie

Uwaga: Emisje CO₂ odnoszą się tylko do emisji elektrowni.

Źródło: Wędzik A. (2006), *Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej*, „Energetyka” maj, http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F2%252Felektroenergetyka_nr_06_05_2.pdf.

W realiach polskiej energetyki układy stosujące kogenerację gazową porównywane będą prawdopodobnie do układów generujących energię z węgla. Założenie to wynika z faktu, że ponad 80% energii generowanej w Polsce pochodzi ze spalania węgla.

⁵ Ibidem.

W tabeli 2 zaprezentowano porównanie układu CCGT pracującego w cyklu kombinowanym z konwencjonalną elektrownią węglową.

Tab. 2. Przykładowe dane porównawcze realnych wariantów inwestycyjnych elektrowni węglowej i CCGT

Wyszczególnienie	Jednostka	CCGT	Węgiel
Moc znamionowa elektrowni	MW	600	750
Koszty inwestycyjne	mln euro	300	825
Ekonomiczny czas życia elektrowni	lata	25	30
Współczynnik wykorzystania	%	80	80
Cena paliwa	euro/GJ	3,00	1,66
Koszt paliwa	euro/MWh	19,6	14,93
Koszt kapitału	euro/MWh	5,75	12,65
Zmienny koszt eksploatacji i konserwacji	euro/MWh	1,50	3,33
Stały koszt eksploatacji i konserwacji	euro/MWh	2,33	3,50
Sprawność energetyczna	%	55	40
Dochód przed opodatkowaniem	%	8,06	8,06
Amortyzacja	euro/MWh	2,85	5,23
Długoterminowy koszt krańcowy	euro/MWh	29,18	34,41
Koszt CO ₂	euro/t	20	20
Emisja CO ₂	t/MWh	0,367	0,85
Koszt CO ₂	euro/MWh	7,344	17,028
Długoterminowy koszt krańcowy z uwzględnieniem CO ₂	euro/MWh	36,95	51,43

Źródło: Wędzik A. (2006), *Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej*, op. cit.

Przedstawiona analiza nie uwzględnia wsparcia, jakie może zostać uzyskane za wytwarzanie energii w kogeneracji⁶. Niestety, aby układ mógł być uznany w myśl ustawy za kogenerację gazową, nie wystarczy jedynie posiadać możliwości generowania ciepła

⁶ Badyda K., Miller A. (2014), *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*, op. cit.

(przy okazji energii elektrycznej) lub generowania jego znikomej ilości. Uzyskiwane ciepło musi być znaczące, co można uznać za działanie przeciwdziałające wyludzeniom żółtych certyfikatów kogeneracyjnych przyznawanych przez Urząd Regulacji Energetyki. Warunkiem uzyskania wsparcia za kogenerację dla całej energii elektrycznej wytworzonej w układzie gazowo-parowym (którego paliwem jest gaz) należy wykazać średnioroczną sprawność łączną na poziomie przynajmniej 80%.

Dla turbiny gazowej z odzyskiem ciepła wartość ta powinna wynosić 75%⁷:

$$\eta_{sk} = \frac{3,6E_{el} + Q_c}{Q_p} \geq 75(80)\% \quad (1)$$

E_{el} – uzyskana energia elektryczna;

gdzie: Q_c – uzyskane ciepło;

Q_p – energia paliwa.

Zgodnie z wymaganiami dyrektywy 2004/8/WE przeniesionymi do ustawy Prawo energetyczne, należy wykazać również oszczędność energii pierwotnej na poziomie 10% w porównaniu do generacji rozdzielonej. Podstawą jest wskaźnik PES (ang. *Primary Energy Saving*):

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right) \quad (2)$$

gdzie:

η_{qc} – sprawność wytwarzania ciepła w kogeneracji;

η_{refc} – referencyjna wartość dla wytwarzania rozdzielonego ciepła;

η_{qe} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji;

η_{refq} – referencyjna wartość dla wytwarzania rozdzielonej energii elektrycznej.

Referencyjne wartości dla poszczególnych sprawności znajdują się w przepisach administracyjnych wynikających z ustawy Prawo energetyczne⁸.

⁷ Ibidem.

⁸ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, op. cit.

Wyniki

Układy gazowo-parowe cechują się znacznie krótszym czasem inwestycji, co jest niezwykle istotne w przypadku, gdy moce wytwórcze powinny być podłączone do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w możliwie krótkim czasie.

Czas potrzebny na wybudowanie CCTG jest znacznie krótszy niż, na przykład, okres budowy elektrowni atomowej. Podobna sytuacja jest w przypadku elektrowni węglowych. Szybkość uruchomienia układów CCTG wynika z ich kompaktowości. Obecnie producenci turbin gazowych nie projektują każdej turbiny pod konkretną inwestycję. Wynika to z faktu, że czas który należy przeznaczyć na zaprojektowanie takiego urządzenia mógłby znacząco wpłynąć na czas realizacji inwestycji.

Układy gazowo-parowe potrzebują do swojej obsługi mniej liczny personel niż elektrownie atomowe lub węglowe. Wynika to z ich znacznej automatyzacji. Emitują też wyraźnie mniej (około 50%) CO₂ niż np. referencyjne elektrownie węglowe. Trzeba tu jednak zauważyć, że bezkonkurencyjna pod tym względem jest elektrownia atomowa, która podczas swojej pracy prawie nie emituje dwutlenku węgla.

Układy CCTG pomimo zaawansowania technologicznego należą do układów o niskim koszcie inwestycyjnym. Wynika to z kompaktowości oraz powtarzalności w produkcji tych urządzeń. Do wykonania całej instalacji potrzeba znacznie mniej materiału (np. brak rurociągów, jakie konieczne są w elektrowniach węglowych). Cykl życia układu gazowo-parowego wynosi około 25-30 lat, czyli około 5 lat mniej niż elektrowni węglowej.

Spełnienie warunków podanych we wzorach (1) oraz (2) nie stanowi problemu dla obecnie produkowanych układów. Należy zaznaczyć, że ich wypełnienie warunkuje możliwość otrzymania żółtych certyfikatów, co może znacząco wpłynąć na ocenę opłacalności inwestycji.

Układy działające w kogeneracji gazowej w porównaniu z blokami węglowymi (tabela 2) mają niższe koszty inwestycyjne zarówno przed, jak i po uwzględnieniu kosztów emisji CO₂.

Zyski wynikające z faktu uzyskania certyfikatów za wysokosprawną kogenerację gazową są niewątpliwym atutem, lecz należy w tym miejscu zaznaczyć, że istnieje możliwość uzyskania certyfikatów również za kogenerację węglową.

Dyskusja

Aktualnie w polskiej energetyce trwa okres transformacji. Przyczyn tego jest wiele. Jedną z nich jest starzejący się kapitał wytwórczy elektrowni oraz elektrociepłowni. Dodatkowo z racji ratyfikowanych umów międzynarodowych Polska musi dokonać istotnej redukcji emisji CO₂ oraz zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w swoim miksie energetycznym.

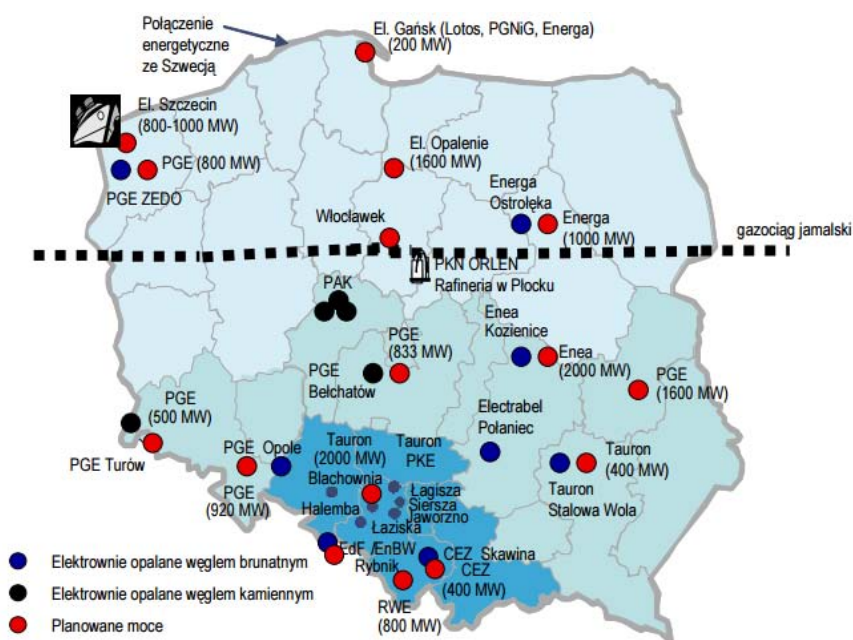
Niestety, obecnie nie ma technicznych możliwości magazynowania znaczących dla energetyki ilości energii. Fakt ten warunkuje współistnienie konwencjonalnych źródeł energii w celu pokrycia zapotrzebowania na energię. Muszą być one zdolne do rozpoczęcia wytwarzania energii w krótkim czasie z racji nieprzewidywalności energii generowanej z OZE. Warunek ten spełniony jest przez układy wykorzystujące jako paliwo gaz ziemny. Czas, w jakim mogą one zacząć generować energię do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, wynosi około 15-30 minut (znacznie mniej niż konwencjonalna elektrownia węglowa). Taki horyzont czasowy jest wystarczający we współpracy z OZE.

Na potwierdzenie tego należy dodać, że Niemcy kompensują brak generowanej mocy przez OZE właśnie turbinami gazowymi (czas efektywnej pracy OZE można przyjąć ze znacznym przybliżeniem na 2000 godzin w roku, pozostały czas wypełniony musi zostać poprzez elektrownie konwencjonalne).

Niewątpliwymi zaletami bloków gazowo-parowych są:

- Relatywnie niskie koszty inwestycyjne oraz krótki czas realizacji inwestycji. Jest to pożądane przez inwestorów, ponieważ pozwala na zwrot poniesionych kosztów w krótkim czasie przy stosunkowo niskim ryzyku inwestycyjnym.
- Niskie koszty eksploatacji i konserwacji. Wynikają one ze znacznej automatyzacji procesów, prowadzącej do ograniczenia liczby personelu do niezbędnego minimum (musi on jednak posiadać wyższe kwalifikacje).
- Niska emisja CO₂. W porównaniu do konwencjonalnych elektrowni węglowych można przyjąć ze znacznym przybliżeniem, że układy CCGT zmniejszają emisję o około połowę (tabela 2).
- Możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w krótkim czasie, co jest niezbędne w sytuacji, gdy nagle zabraknie mocy z OZE generowanej do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej.
- Perspektywa zabudowania istniejącej już turbiny gazowej układem do odzysku energii ze spalin (przekształcenie klasycznego układu gazowego na układ Combined Cycle).

Niestety, obok wymienionych pozytywnych aspektów generowania energii w kogeneracji gazowej, układy te posiadają pewne cechy negatywne. Do ich funkcjonowania wymagana duża ilość paliwa gazowego (lub jego pochodnych). Przykładowo dla bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej brutto 450 MWe oraz maksymalnej mocy cieplnej 240 MWt jest to około 600 mln m³/rok⁹. Tak duże zapotrzebowanie na gaz ziemny wymaga budowy specjalnej infrastruktury umożliwiającej dostarczenie paliwa. W celu zmniejszenia kosztów racjonalnym jest budowanie bloku w miejscu, gdzie dostęp do paliwa nie wymagałby budowy zbyt dużej liczby gazociągów (wzrost kosztów inwestycji). Sytuacje takie mają miejsce np. w przypadku bloków budowanych przez PKN Orlen. Bloki te ulokowane są w pobliżu gazociągu jamalskiego.



Rys. 4. Istniejące i planowane moce produkcyjne

Źródło: Grupa Kapitałowa PKN ORLEN (2014), http://www.orken.pl/PL/RelacjeInwestorskie/Documents/Company_overview_PL_1Q14.pdf.

⁹ Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli, portal PGNiG Termika, <http://termika.pgnig.pl/kogeneracja-gazowa/najwazniejsze-projekty/blok-gazowo-parowy/>.

Dodatkowym aspektem związanym z gazem ziemnym jest zwiększenie uzależnienia się jego dostaw. Zużycie gazu ziemnego w Polsce wynosi ok. 15 mld metrów sześciennych¹⁰. Krajowe wydobycie zapewnia jedynie około jednej trzeciej tej ilości¹¹. Pozostała część musi być importowana. Prowadzona polityka dywersyfikacyjna dostaw umożliwia jego import nie tylko od naszych najbliższych sąsiadów, lecz również z miejsc, z których wcześniej było to technicznie niemożliwe. Dzieje się tak za sprawą terminala płynnego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu. Jego istnienie ma również aspekt polityczny, ponieważ daje możliwość wynegocjowania lepszych cen od obecnych dostawców.

Reasumując, budowa układów CCGT ma wiele zalet, ale do jego głównych wad należy konieczność zadbania o dostarczenie paliwa (co w przyszłości może ulec zmianie).

Niestety nie wszystkie zakłady energetyczne działające w naszym kraju generują energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony. Działaniami mającymi to zmienić jest premiowanie wytwarzania energii i ciepła w kogeneracji poprzez legislację.

Ponad 80% majątku wytwórczego w Polsce oparte jest na węglu. Istnieje wiele przyczyn tego zjawiska. Za najważniejszą z nich należy uznać posiadanie przez nasz kraj dużych zasobów tego surowca. Jednakże ceny rodzimego paliwa często są wyższe niż te na rynkach światowych, co wymusza kupowanie surowca zagranicą.

W artykule porównano blok gazowo-parowy z konwencjonalną elektrownią węglową. Autor ma na względzie, że przyjęte do analizy dane zmieniły się od daty ich publikacji, lecz zmiany te powiększają jeszcze przewagę ekonomiczną układów gazowo-parowych. Twierdzenie to znajduje poparcie choćby w zrealizowanych w ostatnim czasie inwestycjach w naszym kraju (bloki gazowo-parowe we Włocławku, Płocku, Stalowej Woli).

Sytuacja polityczna wymusza jednak działania nie zawsze zgodne z wynikami analiz ekonomicznych. Należy pamiętać, że sektor paliwowo-energetyczny w Polsce zatrudnia około 293,5 tysiąca osób¹², co daje grupę mogącą oddziaływać na kształtowanie polityki energetycznej. Działania pracowników branży energetycznej mają wpływ na wszystkich użytkowników energii.

W tym miejscu należy zaznaczyć, że patrzenie na energetykę jedynie przez pryzmat ekonomii również nie jest rozwiązaniem optymalnym. Warto pamiętać, że rezygnując

¹⁰ *Ministerstwo Gospodarki: Zużycie gazu w Polsce będzie rosło* (2015), Serwis informacyjny państwowej służby geologicznej, <http://infolupki.pgi.gov.pl/pl/aktualnosci/ministerstwo-gospodarki-zuzycie-gazu-w-polsce-bedzie-roslo>.

¹¹ *Poszukiwanie i wydobywanie*, portal PGNiG, <http://www.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/poszukiwanie-i-wydobywanie>.

¹² *Raport CIRE: Zarobki i praca w energetyce* (2011), portal cire.pl, <http://www.cire.pl/item,52711,2,0,0,0,0,raport-cire-zarobki-i-praca-w-energetyce.html>.

z danego nośnika energii, możemy pozbawić pracy osoby zajmujące się daną branżą, co w konsekwencji prowadzić może do obciążenia budżetu świadczeniami socjalnymi, jakie musiałby zostać przyznane dużej liczbie osób.

Z drugiej strony kupowanie nośnika energii w cenie znacznie wyższej od tej na rynku światowym wywiera negatywny wpływ na gospodarkę. Należy mieć na uwadze, że wzrost cen energii ma większe znaczenie na obywatela niż mogłoby się początkowo wydawać. Po pierwsze, obciążony zostanie jego domowy budżet, przez co zmniejszy się jego siła nabywcza. Po drugie, wzrost cen energii (wynikający z kupna nieuzasadnionego ekonomicznie paliwa) powoduje wzrost kosztów po stronie pracodawców.

Oczywistym jest, że jakiegokolwiek decyzje polityczne nie wynikają tylko z dbania o interes ogółu. Należy jednak pamiętać, że uzasadniona ekonomicznie energia leży w interesie nas wszystkich.

Mateusz Mostowy – inż. mechanik, mgr inż. energetyk, absolwent Politechniki Warszawskiej.

Autor prac z zakresu turbin gazowych oraz współpracy źródeł wytwórczych z sieciami elektroenergetycznymi. Zainteresowania naukowe: energetyka, gazownictwo, turbiny gazowe, geopolityka.

Kogeneracyjne mikroinstalacje wykorzystujące gaz drzewny jako niezależne źródło energii

Wstęp

Zgodnie ustaleniami zawartymi w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*¹ sektor energetyczny naszego kraju staje przed wieloma wyzwaniami związanymi z wytwarzaniem energii, zarządzaniem nią oraz wprowadzeniem nowych technologii energetycznych. Zakłada się, że do roku 2030 zwiększy się zapotrzebowanie na energię elektryczną do 280 TWh rocznie. Aby zrealizować założone cele, istotne jest budowanie nowych źródeł wytwórczych mogących sprostać potrzebom użytkowników energii. Jednocześnie należy pamiętać o tym, że obecnie działające źródła wytwórcze potrzebują ciągłych modernizacji oraz dodatkowych inwestycji w zakresie podwyższenia sprawności wytwarzania energii oraz ograniczenia emisji substancji szkodliwych do środowiska.

Niestety, zarówno w zakresie modernizacji, jak i rozbudowy obecna stan realny nie przedstawia się optymistycznie, a sytuacja z sierpnia 2015 roku, kiedy część odbiorców nie mogła skorzystać z dostępu do energii elektrycznej, pozwala stwierdzić, że nad Polską wisi widmo powtarzających się przerw w dostawie energii (tzw. blackoutów).

Należy więc zapytać, czy powinniśmy zacząć inwestować tylko i wyłącznie w instalacje dużych mocy osiągające kilkaset megawatów, czy może spróbować sprostać wymaganiom odbiorców poprzez instalowanie również mniejszych źródeł wytwórczych? Te ostatnie bardzo dobrze wpisują się w koncepcję energetyki rozproszonej, czyli konwencji, w której mniejsze instalacje zapewniają energię użytkownikom końcowym. Co więcej, założenia energetyki rozproszonej przewidują, że to użytkownik końcowy będzie w stanie samodzielnie i lokalnie produkować energię oraz będzie miał możliwość jej sprzedaży do sieci elektroenergetycznej.

¹ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (2009), załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r., Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>.

Polityka energetyczna zakłada także wprowadzanie wysokosprawnych źródeł wytwarzających energię. Ma to na celu zwiększenie opłacalności produkcji energii oraz obniżenie emitowanych do otoczenia substancji szkodliwych, mających ogromny wpływ na dynamicznie zachodzące zmiany klimatu naszej planety.

Ciekawym rozwiązaniem wyżej opisanych problemów oraz odpowiedzią na cele stawiane przed polskim sektorem energetycznym jest kogeneracja, czyli jednoczesne wytwarzanie zarówno ciepła, jak i energii elektrycznej. Jedną z zalet tego procesu jest bowiem podniesienie sprawności wytwarzania energii odniesionej do jej nośnika nawet do ponad 90%, podczas gdy np. elektrownie węglowe w Polsce działają ze sprawnością wytwarzania energii około 40% w odniesieniu do jej nośnika.

O ile jednostki kogeneracyjne dużych mocy są dość popularne w naszym kraju, o tyle małe instalacje znajdują się w fazie wczesnego rozwoju. Warto zwrócić przy tym uwagę na definicję mikrogeneracji, która została określona w unijnej dyrektywie 2004/8/EC². Zgodnie z tym dokumentem, jest to produkcja skojarzona z maksymalną mocą elektryczną wynoszącą 50 kWe³. Takie instalacje mogą znaleźć zastosowanie w budynkach wielorodzinnych, obiektach użyteczności publicznej, szpitalach, szkołach czy hotelach. Zaletą ich działania jest możliwość jednoczesnej produkcji energii na potrzeby własne oraz eksportowania jej nadwyżki do sieci (w przypadku energii elektrycznej). Wyprodukowaną energię można również magazynować w akumulatorach ciepła, bądź energii elektrycznej. Paliwem używanym do produkcji energii może być gaz naturalny, LPG, gaz olejowy, biomasa, olej rzepakowy lub odpady.

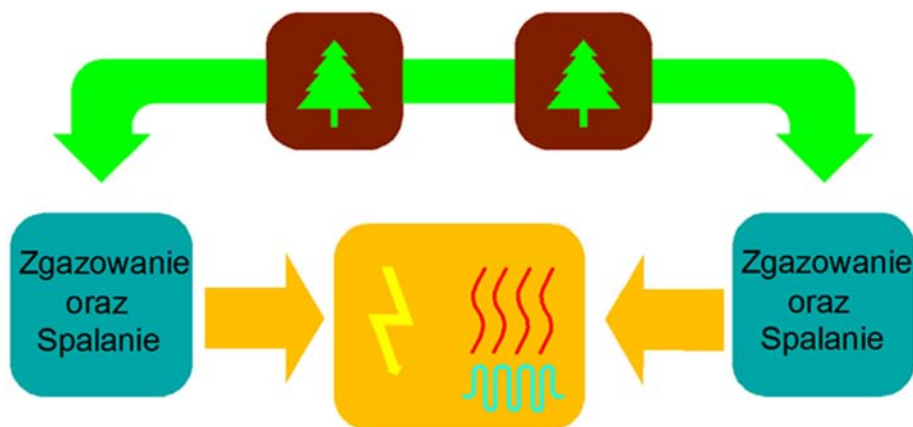
Kogeneracja oparta na gazie drzewnym

Kogeneracyjne mikroinstalacje gazyfikujące (KMG) produkujące energię z gazu drzewnego to urządzenia, które produkują do 50 kW energii elektrycznej oraz około dwa razy więcej ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania budynków, bądź ciepłej wody użytkowej. Może być to na przykład instalacja o mocach rzędu 10 kWe/20 kWt, która zapewni w pełni pokrycie zapotrzebowania gospodarstwa domowego. Instalacje większe ze względu na moce wytwórcze mogą być zastosowane w budynkach o zwiększonym zapotrzebowaniu na energię albo np. łączyć gospodarstwa domowe w grupy budynków zasilanych z jednej instalacji.

² Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz.U. L 52.

³ W artykule przyjęto tradycyjnie stosować jednostki mocy elektrycznej – kWe oraz mocy cieplnej – kWt.

Z punktu widzenia odbiorcy końcowego tego typu rozwiązanie jest korzystne z perspektywy dostępności energii oraz jej ceny, która jest stała przez cały okres działania inwestycji – czyli około 20 lat.



Rys. 1. Schemat działania mikroinstalacji kogeneracyjnej wykorzystującej technologię zgazowania

Źródło: opracowanie własne.

Gazyfikacja biomasy do gazu drzewnego

Gazyfikacja to konwersja cieplna biomasy do gazu drzewnego. Polega na wykorzystaniu energii chemicznej zawartej w doprowadzonym paliwie do wyprodukowania gazu drzewnego. Produkowany gaz jest otrzymywany w reakcji spalania w warunkach kontrolowanego niedoboru powietrza doprowadzonego do komory gazyfikatora, przebiegającej w temperaturze 700-1000 stopni Celsjusza⁴.

Uzyskany w omawianym procesie gaz drzewny, nazywany także syngas, może być użyty jako wartościowe źródło energii. Osiąga on wartość opałową równą od 5 do 8 MJ/Nm³. Warto podkreślić, że uzyskana wartość opałowa gazu drzewnego zależy

⁴ Pieniniemi K. (2013), *Small-scale biomass gasification – Challenges and opportunities?*, Centria University of Applied Sciences, Ylivieska, <http://materialweek.fi/file/Kokkola-Material-Week-2013-BioKokkola-Kari-Pieniniemi-Small-scale-Biomass-Gasification-Challenges-and-Opportunities.pdf>.

od rodzaju biomasy dostarczonej do komory gazyfikującej oraz ilości powietrza, w jakim przebiega reakcja. Zaletą gazyfikacji jest również niższa emisja szkodliwych substancji, takich jak np. dwutlenek węgla. Przy odniesieniu emisji do jednej megawatogodziny jest to od 5 do 10% emisji dwutlenku węgla w porównaniu do emisji CO₂ powstającej podczas spalania węgla⁵.

Analiza przykładowego mikrogeneratorsa kogeneracyjnego

Poddane analizie urządzenie jest produktem oferowanym przez firmę Spanner. Jest to w pełni gotowe do pracy urządzenie wytwórcze niewymagające instalowania dodatkowych elementów (oczywiście poza instalacją przesyłową zarówno ciepła, jak i energii elektrycznej). Producent gwarantuje, że podobne jednostki wytwórcze działają z powodzeniem w całej Europie, a zastosowana technologia jest nowoczesna oraz sprawdzona.

Produkt oferowany jest w dwóch wariantach: HK 30 oraz HK 45, o mocach odpowiednio elektrycznych i cieplnych: 30/73 kW oraz 45/108 kW.

Całość składa się z generatora gazu drzewnego wykorzystującego proces zgazowania oraz kotła kogeneracyjnego produkującego energię elektryczną oraz ciepło. Produkowany gaz jest także oczyszczany z substancji szkodliwych w filtrze gazu drzewnego. Paliwem dostarczonym do procesu są zrębki drzewne o określonych przez producenta rozmiarach oraz dopuszczalnej granicy wilgotności biomasy. W dalszej analizie rozpatrywany będzie wariant o mocach 45/108 kW⁶.

Metodyka oceny mikroinstalacji kogeneracyjnych

Analiza kosztów i korzyści

Analiza kosztów i korzyści jest bardzo efektywnym narzędziem pozwalającym w sposób precyzyjny i obiektywny ocenić stopień przydatności danej inwestycji w poszczególnym otoczeniu. Metodyka ta przy całościowej końcowej ocenie uwzględnia najważniejsze czynniki wpływające na późniejszą rentowność inwestycji. Są to aspekty: finansowo-ekonomiczny, środowiskowy (wyrażony w postaci tzw. ekwiwalentów) oraz społeczny.

⁵ Peacocke C. (2008), *Biomass Gasification and Biomass CHP. Lecture 1, Conversion And Resource Evaluation Ltd.*, Belfast, http://gse.cat.org.uk/downloads/biomass_chp1.pdf.

⁶ *Spanner wood cogeneration plants* (2016), strona internetowa Spanner Re² GmbH, http://www.holz-kraft.de/images/pdfs/Holz-Kraft-Flyer_en.pdf.

Procedura przeprowadzona przy ocenie inwestycji opartej na mikroinstalacji kogeneracyjnej na gaz drzewny została wykonana na podstawie aktualnego przewodnika udostępnionego przez Komisję Europejską⁷. Metodyka ta znalazła także zastosowanie w projektach o podobnym charakterze technologicznym⁸.

Aspekt finansowo-ekonomiczny

Aspekt finansowo-ekonomiczny pozwala ocenić, czy rozpatrywany projekt jest w stanie w perspektywie czasu przynieść zysk finansowy zarówno właścicielowi inwestycji, jak i osobom korzystającym z niej. Ważne jest, aby zostały uwzględnione nie tylko przychody, ale również wydatki analizowanej inwestycji, oraz opłaty wynikające z jej eksploatacji.

Popularnym wskaźnikiem, uwzględniającym wyżej wymienione czynniki, jest wartość bieżąca netto (ang. *Net Present Value* – NVP), obliczana wg następującej formuły:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$$

gdzie

- CF_t – przepływy gotówkowe netto w okresie t ,
- r – stopa dyskonta,
- I_0 – nakłady początkowe,
- t – kolejne okresy eksploatacji inwestycji.

Aspekt środowiskowy oraz społeczny

Podczas rozpatrywania przydatności danej inwestycji do priorytetów należy oszacowanie jej wpływu na środowisko, zarówno fizyczne, jak i społeczne. Wszyscy zainteresowani powinni wiedzieć, jakie korzyści można czerpać z wprowadzanej inwestycji, a także znać zgodność jej działania z obowiązującymi zasadami ochrony otoczenia naturalnego. Aby obiektywnie ocenić oddziaływanie instalacji technicznej na środowisko, wprowadza się pojęcie emisji CO₂, wyrażanej w tonach na rok. Pozwala to na porównanie rozpatrywanego rodzaju instalacji z innymi typami urządzeń o tym samym przeznaczeniu.

⁷ *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects* (2014), European Commission, Brussels, http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf.

⁸ Groth T., Scholtens B. (2016), *A comparison of cost-benefit analysis of biomass and natural gas CHP projects in Denmark and the Netherlands*, "Renewable Energy" Vol. 86.

Przyjęte założenia

Zgodnie z metodyką podaną przez Komisję Europejską⁹ oraz obowiązującymi cenami rynkowymi, do oceny inwestycji zostały przyjęte założenia zebrane w tabeli 1.

Tab. 1. Założenia przyjęte do obliczeń oceny mikroinstalacji kogeneracyjnej

Czas pracy w roku w warunkach nominalnych	[h]	7 000
Moc elektryczna	[kW]	45
Moc cieplna	[kW]	108
Zużycie paliwa	[kg/h]	45
Cena paliwa	[zł/kg]	0,20
Cena energii elektrycznej	[zł/kWh]	0,60
Cena ciepła	[zł/kWh]	0,18
Wskaźnik emisji spalania CO ₂ dla gazu ziemnego	[kg/GJ]	55,82

Źródło: opracowanie własne.

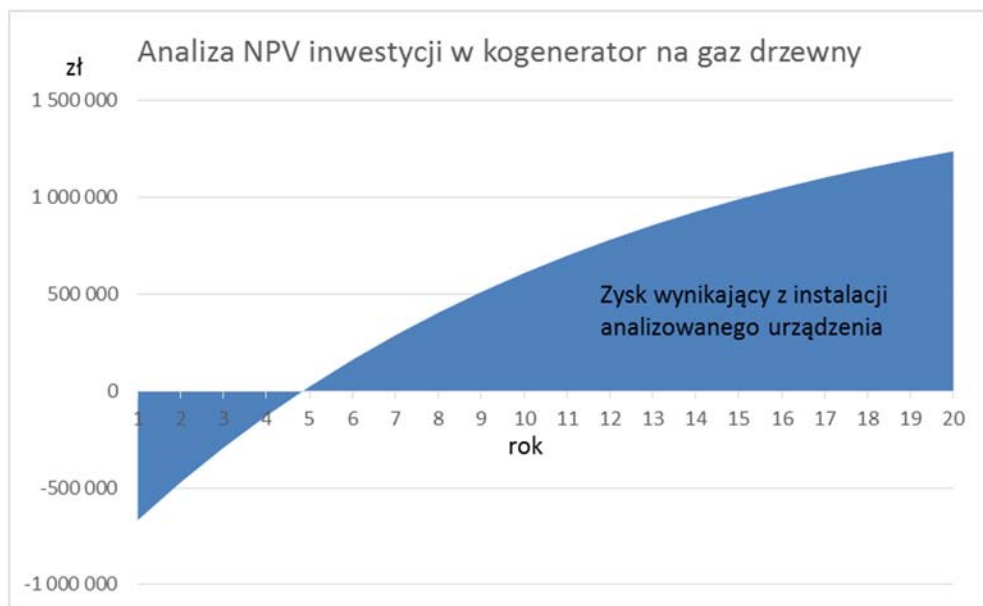
Dane na temat parametrów technicznych kogeneratora zostały pobrane ze strony producenta¹⁰. Jest to kogenerator na gaz drzewny produkowany przez niemiecką firmę, który z powodzeniem działa i sprawdza się na rynku europejskim. Czas, w jakim rozpatruje się inwestycję, został założony na 20 lat produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Osiągnięte rezultaty

Rocznie kogenerator produkuje 315 000 kWh energii elektrycznej, co średnio pokrywa zapotrzebowanie na energię około 150 gospodarstw domowych. Po przeprowadzeniu bilansu kosztów i wydatków zostało ustalone, że dzięki zainstalowaniu kogeneratora rocznie można generować pieniężny bilans dodatni na poziomie 232 000 zł. W skali roku kogenerator produkuje 756 000 kWh ciepła.

⁹ *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects* (2014), op. cit.

¹⁰ *Spanner wood cogeneration plants* (2016), op. cit.



Rys. 2. Analiza NPV

Źródło: opracowanie własne.

Z rysunku 2 widać, że omawiana inwestycja zaczyna przynosić zyski już w czwartym roku jej działania. Całościowo NPV w analizowanym przypadku wyniosło 1 238 553 zł.

Wzięte pod uwagę czynniki społeczne pozwalają na stwierdzenie, że kogenerator na gaz drzewny może przyczynić się do uniezależnienia od zewnętrznych źródeł zarówno ciepła (w rozumieniu np. miejskiej sieci ciepłowniczej), jak i energii elektrycznej (np. sieci elektroenergetycznej). Zapewni on także ciągłość w dostawach energii oraz wykorzysta lokalnie dostępne paliwa, jak na przykład zrębki drzewne.

Spalanie gazu drzewnego niesie ze sobą szereg korzyści środowiskowych. Pozwala na ograniczenie emisji do atmosfery około 274 ton CO₂ rocznie. Drewno, z którego produkowany jest gaz drzewny, zawiera śladowe ilości siarki jako pierwiastka. Dzięki temu emisja tlenków siarki do atmosfery (odpowiedzialnych np. za kwaśne deszcze) jest znikoma. Produkty spalania gazu drzewnego są także ubogie w emisję pyłów. Dzieje się tak dzięki zastosowanej technologii filtrowania oraz oczyszczania gazu z cząstek stałych przed spalaniem.

Wnioski

Celem artykułu było przedstawienie możliwości wniesionych dzięki zastosowaniu kogeneracyjnych mikroinstalacji gazyfikujących wykorzystujących gaz drzewny produkowany z biomasy do produkcji ciepła oraz energii elektrycznej. Przeprowadzona została analiza kosztów i korzyści, dzięki czemu możliwe stało się oszacowanie plusów płynących z wprowadzenia do użytku danej instalacji. Zastosowana metodologia pozwala przedstawić szereg poniższych wniosków.

Obliczone wskaźniki ekonomiczne uprawniają do stwierdzenia, że inwestycja w KMG jest bardzo dobrym rozwiązaniem z punktu widzenia finansowo-ekonomicznego. NPV na poziomie około 1,25 mln zł gwarantuje rentowność inwestycji, co więcej, pokazuje, że instalując KMG, już po około 4 latach zaczynamy „zarabiać” poprzez niepłacenie za energię, którą pobieralibyśmy z sieci, nie decydując się na inwestycję. Dodatkowo, obecne istniejące systemy dofinansowań preferują wytwarzanie energii zarówno w kogeneracji, jak i z odnawialnych źródeł energii. Co za tym idzie, przy założeniu dofinansowania inwestycji np. ze środków Unii Europejskiej, okres zwrotu znacząco by się zmniejszył.

Kogeneracyjna mikroinstalacja gazyfikująca wykorzystująca gaz drzewny jest doskonałym rozwiązaniem zapewniającym energię niezależną od czynników zewnętrznych. Dość powszechnie znane jest stwierdzenie, że najdroższą energią jest ta niedostarczona. Decydując się na KMG, mamy pewność, że pozbedziemy się problemu związanego z przerwami w dostawie energii elektrycznej czy ciepła. W obliczu niestabilności polskiego systemu elektroenergetycznego (przerwy w dostawach energii dla odbiorców w sierpniu 2015 roku) oraz prognoz specjalistów dotyczących kolejnych braków energii w sieci w następnych latach, analizowane rozwiązanie pozwala na uniezależnienie się od dostawcy energii oraz daje 100% pewności, że podstawowe media, jakimi są ciepło i prąd, będą zawsze dostępne. Dobrym przykładem tutaj może być pierwsza europejska ekologiczna miejscowość w Finlandii, gdzie od roku 2009 systemy oparte na KMG zapewniają całkowite pokrycie zapotrzebowania mieszkańców na energię.

KMG jest urządzeniem przyjaznym środowisku – pochodząca z niego emisja takich zanieczyszczeń jak dwutlenek węgla, tlenki azotu oraz pyły zawieszone jest niższa niż z innych źródeł. Tak zwana ustawa antysmogowa (poprawka 96 w ustawie Prawo ochrony środowiska¹¹) umożliwia samorządom wprowadzenie całkowitego zakazu spalania paliw, których spaliny emitują substancje szkodliwe. Przykładem miasta pokrytego

¹¹ Ustawa z 10 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska, Dz.U. 2015 poz. 1593.

bardzo dużą ilością szkodliwych pyłów produkowanych przez kotły na różne odmiany węgla jest Kraków. KMG produkuje ciepło oraz energię elektryczną w zgodzie ze standardami emisyjnymi i jest bardzo dobrą alternatywą dla lokalizacji, gdzie samorządy będą chciały ograniczyć substancje szkodliwe emitowane przez kotły do atmosfery.

Kogeneracyjna mikroinstalacja gazyfikująca wykorzystująca gaz drzewny jest przeznaczona dla przedsiębiorców oraz odbiorców indywidualnych, którym zależy na ciągłej i niskoemisyjnej produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także pragnących posiadać bezawaryjną technologię wytwarzającą energię. Instalacja ta idealnie wpasowuje się w ideę niezależnych, małych urządzeń produkujących energię. W obliczu programu Prosument¹² nadwyżkę takiej energii czy ciepła można odpowiednio sprzedawać do obiegu krajowego. KMG jest także wysoce zaawansowana technologicznie, a przy tym praktycznie bezobsługowa.

Kogeneracyjna mikroinstalacja gazyfikująca jest odnawialnym źródłem energii preferowanym przez obecnie panujące na świecie trendy energetyczne. Wykorzystywanie technologii przyjaznych środowisku oraz instalowanie wysokosprawnych jednostek produkujących energię jest jednym z głównych celów Unii Europejskiej w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu. KMG doskonale łączy w sobie wysokosprawną produkcję energii przyjaznej środowisku oraz niezależność w jej dostawie. W odróżnieniu od innych odnawialnych źródeł energii, takich jak np. instalacje solarne czy wiatrowe, jest ono w 100% dostępne w pożądanym przez nas czasie.

Paliwo, jakim jest gaz drzewny produkowany ze zrębków drzewnych, charakteryzuje się stałą ceną, która ulegała jedynie nieznacznym zmianom na przestrzeni ostatnich lat. Gaz ziemny, który może być rozpatrywany jako alternatywa dla gazu drzewnego, charakteryzuje się bardzo dużą zmiennością cen, a co za tym idzie, wzrost jego ceny będzie miał ogromny wpływ na rentowność inwestycji i jednostkowy koszt energii elektrycznej oraz ciepła. Drewno jest także o wiele łatwiej dostępne na terenie naszego kraju, zatem prawdopodobieństwo braku dostawy paliwa jest bardzo niskie.

Bodźcem do wspierania projektów budowy nowych wysokosprawnych mikroinstalacji kogeneracyjnych w miejsce mniej efektywnych systemów ogrzewania budynków może być np. zły stan jakościowy budynków¹³. Zużycie ciepła wzrasta wraz ze słabą

¹² Prosument – dofinansowanie mikroinstalacji OZE, strona internetowa narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, <https://www.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/>.

¹³ Bańkowski T., Żmijewski K. (2012), *Analiza możliwości i zasadności wprowadzenia mechanizmów wsparcia gazowych mikroinstalacji kogeneracyjnych*, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, Warszawa.

termomodernizacją i kondycją budynków. To daje dodatkowe argumenty przy obliczaniu rachunku ekonomicznego we wstępnej fazie inwestycji w agregat kogeneracyjny.

Przemysł odnawialnych źródeł energii jest jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi energetyki. Jeśli nasz kraj zdecyduje się na inwestycje w kogeneracyjne mikroinstalacje gazyfikujące, to otworzy to furtkę dla przedsiębiorców chcących zaangażować się we wdrażanie systemów produkujących tego typu energię. Wzorem mogą być tu kraje skandynawskie, gdzie tego rodzaju technologie są produkowane i działają z dużym powodzeniem.

Wszystkie wyżej przedstawione korzyści płynące z wdrażania kogeneracyjnych mikroinstalacji gazyfikujących zostały w skrócie wypunktowane w tabeli 2.

Tab. 2. Korzyści płynące z wdrażania KMG

Aspekt	Zalety płynące z wdrożenia technologii KMG
Ekonomiczny	• Inwestycja jest rentowna oraz w rozpatrywanym okresie przynosi oszczędność finansową w porównaniu do pobierania energii elektrycznej i ciepła z sieci. • Obecnie istniejące programy wsparcia oferują dofinansowanie dla tego rodzaju instalacji.
Środowiskowy	• Produkcja energii elektrycznej oraz ciepła z KMG znacznie przyczynia się do obniżenia emisji do atmosfery substancji szkodliwych (dwutlenku węgla, tlenków siarki oraz pyłów). • KMG jest urządzeniem kwalifikowanym jako odnawialne źródło energii.
Społeczny	• KMG jest gwarantem niezależnienia się od dostaw zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła. • Paliwo, które wykorzystuje KMG, jest szeroko dostępne na terenie naszego kraju. • Możliwości produkcji energii elektrycznej oraz ciepła mogą pokryć zapotrzebowanie na energię zarówno gospodarstw domowych, jak i większych odbiorców energii. • Konstrukcja urządzenia jest sprawdzona, a zastosowane nowoczesne technologie są szeroko stosowane w przemyśle.

Źródło: opracowanie własne.

Filip Geppert – absolwent Politechniki Warszawskiej, wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa, kierunku Energetyka. Inżynier, którego interesują technologie odnawialnych źródeł energii oraz ich wdrażanie na rynek polski i europejski. Szczególnie interesuje się energetyką wiatrową, systemami magazynowania energii, a co za tym idzie, bilansowaniem zapotrzebowania i produkcji energii otrzymywanej ze źródeł odnawialnych.

**Kogeneracja węglowa w Polsce
jako technologia umożliwiająca spełnienie norm
dyrektyw unijnych w ciepłownictwie**

Wstęp

Wprowadzone przez Unię Europejską dyrektywy dotyczące ochrony środowiska oraz efektywności instalacji (np. ciepłowniczych) wymusiły na Polsce jako państwie członkowskim konieczność dostosowania się do nich. Na skutek tych działań polskie firmy zostały postawione przed zupełnie nowymi warunkami funkcjonowania¹.

Wprowadzone przez Unię Europejską dyrektywy są w szczególności dotkliwe dla bardzo rozbudowanej w Polsce branży ciepłowniczej. Dotyczy to zwłaszcza systemów ciepłowniczych, dostarczających ciepło odbiorcom z centralnych źródeł punktowych takich jak ciepłownie i elektrociepłownie. Sektor ciepłowniczy charakteryzuje się lokalnym charakterem, gdzie ciepło jest rozprowadzane do odbiorców za pomocą sieci ciepłowniczej, w której nośnikiem jest para lub woda². Systemy ciepłownicze są racjonalnym i z ekonomicznego punktu widzenia opłacalnym sposobem zapewnienia dostaw ciepła dla mieszkańców, w szczególności w aglomeracjach miejskich o dużej gęstości zaludnienia i zapotrzebowania na ciepło. Emitują one również mniej CO₂ do atmosfery niż indywidualne instalacje ciepłownicze.

Polska na tle Unii Europejskiej charakteryzuje się bardzo rozbudowanym systemem ciepłownictwa i jest w tej dziedzinie liderem zaraz po: Łotwie, Danii, Litwie i Estonii³. Obecnie około 50% obywateli korzysta z możliwości zakupu energii cieplnej z ciepłowni systemowych, głównie z dużych i średnich miast⁴. W roku 2014 działały 451

¹ Figat K. (2011), *Kogeneracja – optymalizacja doboru technologii szansą rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego*, „Instal” nr 10, <http://cire.pl/pliki/2/figat.pdf>.

² Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/6246,2014.html>.

³ Łuba P., Wardak-Bielenis J., Bossche I. van den (2012), *Rynek ciepła w Polsce*, PwC Polska Sp. z o.o., Warszawa, https://www.pwc.pl/pl/publikacje/assets/raport_rynek_ciepła_w_polsce_2012.pdf.

⁴ Ibidem, s. 5.

przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadające koncesje udzielone przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) na produkcję ciepła⁵.

Ciepło systemowe posiada wiele zalet, które dostrzegła również Unia Europejska między innymi w dyrektywie 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, określając ten model jako preferowany do wprowadzania⁶.

Problemem polskiego ciepłownictwa jest w głównej mierze paliwo, z jakiego wytwarzane jest ciepło w naszym kraju, efektywność instalacji ciepłowniczych oraz niska rentowność firm. Z racji historycznych uwarunkowań oraz dostępności do dość taniego źródła energii – węgla kamiennego – polskie ciepłownictwo w głównej mierze korzysta z tego surowca jako paliwa. Obecnie w polskich ciepłowniach jest z niego wytwarzane ponad 70% energii. W roku 2014 spalono w nich 13 844 993,4 ton węgla kamiennego oraz 803 349,5 ton węgla brunatnego, emitując 37 526 878,1 ton CO₂, pochodzących z 387 przedsiębiorstw⁷.

Zagrożenia dla polskiej branży ciepłowniczej wynikają w dużej mierze z implementacji w Polsce dyrektyw unijnych, między innymi dyrektywy o emisjach przemysłowych IED⁸ oraz stworzonych w jej ramach konkluzji BAT (ang. *Best Available Techniques*) dla różnych rodzajów działalności przemysłowych, w tym ciepłownictwa, określając wymagania związane z najlepszymi dostępnymi technikami (technologiami) dla danego sektora gospodarki⁹. Obowiązywać one będą na terenie całej Wspólnoty Europejskiej i nie będą musiały być oddzielnie transponowane do prawa krajowego. Mają być podstawą do wydawania pozwoleń zintegrowanych przez właściwe organy ochrony środowiska lub odpowiednie urzędy w zależności od wielkości instalacji. Po publikacji konkluzji w sprawie BAT wszystkie instalacje nim objęte powinny być doprowadzone do zgodności z nimi w ciągu 4 lat¹⁰.

Zapisy wspomnianej dyrektywy narzucają na instalacje o mocy większej niż 50 MW i kotły o mocy powyżej 15 MW (liczonej w paliwie) bardzo znaczące ograniczenia emisji spalin, co może uniemożliwić ich eksploatację w naszym kraju¹¹. Na terytorium Polski

⁵ Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit., s. 5.

⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. UE L 153/13.

⁷ Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit., s. 49.

⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – IED, Dz.U. UE L 334/17.

⁹ Kraszewski A. (2013), *BAT – najważniejszy mechanizm dyrektywy IED*, prezentacja przedstawiona na Seminarium Power Meetings, Warszawa 17 października.

¹⁰ Ibidem.

¹¹ Figat K. (2011), *Kogeneracja – optymalizacja doboru technologii szansą rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego*, op. cit., s. 1.

problem ten może dotyczyć około 200 firm ciepłowniczych, posiadających moce instalacji pomiędzy 50 MW a 200 MW¹². Dyrektywa zakłada okres przejściowy na dostosowanie się do niej, dla instalacji oddanych przed 27 listopada 2003 roku, który zakończy się 31 grudnia 2022 roku¹³.

Kolejną mającą wpływ na polskie ciepłownictwo dyrektywą unijną jest dyrektywa EU ETS, która rozszerza i zmienia wspólnotowy system handlu prawami do emisji gazów cieplarnianych¹⁴. Jej zapisy wprowadziły zmiany dotyczące darmowych przydziałów emisji CO₂. Artykuł 10a w jasny sposób określa, iż sieci ciepłownicze oraz instalacje wysokosprawnej kogeneracji mają przyznawane bezpłatne uprawnienia do emisji gazów, w wysokości opisanej poniżej. W roku 2013 uprawnienia wynosiły 80% emisji i od tego czasu są systematycznie zmniejszane w sposób liniowy, tak by w roku 2020 osiągnąć poziom 30%, aż do całkowitej likwidacji w 2027 roku¹⁵.

Polskie ciepłownie w $\frac{3}{4}$ wykorzystują jako paliwo węgiel i są jednymi z największych emitentów CO₂. W roku 2014 uwolniły one do atmosfery 37 526 878,1 ton dwutlenku węgla¹⁶. Systematyczne zmniejszanie darmowych pozwoleń na emisję bez inwestycji w instalację mogącą ją zmniejszyć, w tym kogenerację węglową, może doprowadzić do konieczności coraz to większego dokupowania pozwoleń na emisję. Na jedną tonę węgla wykorzystywanego w ciepłowni będzie trzeba zakupić nawet około 2 MG CO₂ na każdą tonę spalonego węgla¹⁷. Może to spowodować znaczące podwyżki cen ciepła.

Dostosowanie się do powyżej wskazanych dyrektyw unijnych wymusza na polskim sektorze ciepłownictwa podjęcie działań w kierunku modernizacji przestarzałych instalacji. Jednym z możliwych rozwiązań, mogących wpłynąć na zmniejszenie emisyjności ciepłowni zasilanych węglem, poprawę ich efektywności oraz poprawę ich ekonomicznej opłacalności, może być szeroka implementacja wysokosprawnej kogeneracji węglowej.

¹² Ibidem.

¹³ Ibidem.

¹⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dz.U. UE L 140/63.

¹⁵ Tokarski S., Janikowski J. (2009), *Dyrektywa ETS – co z uprawnieniami do emisji dla elektrociepłowni?*, „Koncern” nr 7, <http://www.cire.pl/pliki/2/dyrektywaets.pdf>.

¹⁶ Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit., s. 49.

¹⁷ Figat K. (2011), *Kogeneracja – optymalizacja doboru technologii szansą rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego*, op. cit., s. 1.

Kogeneracja jest to proces skojarzonego wytwarzania zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła w jednym zakładzie¹⁸. Metoda ta jest uznawana przez Komisję Europejską jako jeden z najlepszych sposobów oszczędzania energii pierwotnej oraz redukcji emisji dwutlenku węgla¹⁹. Kogeneracja wpisuje się w grupę dostępnych technologii, które są już wykorzystywane podczas produkcji prądu i ciepła²⁰. Jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła może powodować nawet 10-procentowy spadek zużycia energii pierwotnej oraz około 33-procentowy spadek emisji CO₂ w przypadku zastąpienia rozdzielonej gospodarki opartej na paliwie węglowym kogeneracją węglową²¹. W procesie tym sprawność przeobrażania energii chemicznej paliwa przekracza 80% i pozwala zaoszczędzić paliwo w stosunku do wytwarzania rozdzielonego.

Oprócz wyżej wspomnianych powodów, zastosowanie kogeneracji w Polsce promuje między innymi ustawodawstwo europejskie, a w szczególności dyrektywa 2004/8/WE, w której celem jest wzrost sprawności produkcji energii elektrycznej poprzez wdrożenie kogeneracji²². Dyrektywa ta została zaimplementowana w polskim prawie poprzez ustawę z 12 stycznia 2007 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności²³. Ustawa ta wprowadziła w życie mechanizm świadectw pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji, tak zwanych czerwonych świadectw, oraz wiele innych mechanizmów promujących energię elektryczną pochodzącą z kogeneracji.

Celem niniejszego artykułu jest charakterystyka obecnego wykorzystania kogeneracji węglowej w Polsce oraz analiza możliwości wpływu jej zastosowania w ciepłownictwie w celu spełnienia norm dyrektyw unijnych przez tę branżę.

¹⁸ *Combined Heat and Power. Evaluating the benefits of greater global investment* (2008), The International Energy Agency, Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf.

¹⁹ Karmiński J., Rozkosz G. (2014), *Zasadność wsparcia kogeneracji*, „Energetyka” październik.

²⁰ *Combined Heat and Power. Evaluating the benefits of greater global investment* (2008), op. cit.

²¹ Karmiński J., Rozkosz G. (2014), *Zasadność wsparcia kogeneracji*, op. cit., s. 612.

²² Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz.U. L 52 z 21.2.2004.

²³ Ustawa z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, Dz.U. 2007 nr 21 poz. 124.

Metodyka pracy

We wstępie do artykułu na podstawie wymienionej w przypisach literatury przeanalizowano i krótko scharakteryzowano główne zagadnienia, takie jak ciepłownictwo w Polsce, kogeneracja, założenia dyrektyw: 2010/31/UE, IED (BAT), EU ETS oraz 2004/8/WE i ich implementacji w krajowym prawie polskim. W ten sposób przybliżono ogólną tematykę oraz wskazano problemy i wymogi prawne, przed jakim stoi ciepłownictwo w Polsce. Zasygnalizowano też sposób ich spełnienia przez zastosowanie kogeneracji, między innymi kogeneracji węglowej.

W artykule zostaną wykorzystane dane liczbowe, pozyskane z raportu autorstwa Anny Buńczyk *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, wydanego przez Urząd Regulacji Energetyki²⁴. Przedstawione będą również dane liczbowe dotyczące efektywności programu promującego kogenerację w USA.

Rozdział *Dyskusja* przedstawia analizę zgromadzonych danych na temat kogeneracji węglowej oraz sposobu jej wpływu na wymogi zawarte w ustawodawstwie unijnym i polskim. Wyniki analizy zebrano w podsumowaniu artykułu.

Rezultaty badań – charakterystyka ciepłownictwa w Polsce

Zaprezentowane poniżej dane odnoszą się tylko do przedsiębiorstw wziętych pod uwagę w cytowanym raporcie²⁵. Zostały one uznane za reprezentatywne dla ciepłownictwa w Polsce. W roku 2014 całkowita produkcja ciepła wraz z ciepłem odzyskanym wyniosła 393,2 tys. TJ ciepła. 231,5 tys. TJ zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej²⁶. Ciepło w kogeneracji wytwarzało tylko 24% wytwórców²⁷. W tym czasie w Polsce było 451 przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających koncesje udzielone przez prezesa URE na produkcję ciepła, z czego 108 wykorzystywało kogenerację²⁸. Głównym paliwem w ciepłowniach był węgiel kamienny, który stanowił $\frac{3}{4}$ paliw zużytych w tym roku²⁹. Produkcja ciepła w kogeneracji w 72% wykorzystywała paliwa węglowe³⁰. W przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło bez kogeneracji 87,6% ciepła

²⁴ Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit.

²⁵ Ibidem.

²⁶ Ibidem, s. 13.

²⁷ Ibidem.

²⁸ Ibidem, s. 10, 13.

²⁹ Ibidem, s. 14.

³⁰ Ibidem.

pochodziło z paliw węglowych³¹. Z węgla kamiennego jako paliwa w kogeneracji wyprodukowano 190 914 393,9 GJ ciepła³². Emisja CO₂ z 387 przedsiębiorstw ciepłownicznych wyniosła 37 526 878,1 tony tego gazu³³. Ciepłownie w Polsce spaliły 13 844 993,4 tony węgla kamiennego oraz 803 349,5 tony węgla brunatnego³⁴. Ze spalania węgla kamiennego wyprodukowano 268 689 589,1 GJ ciepła, a ze spalania węgla brunatnego wyprodukowano 5 800 735,1 GJ ciepła w całej Polsce³⁵. Zużycie węgla kamiennego i brunatnego w kogeneracji wyniosło 9 673 278,1 tony (węgiel kamienny), 753 056,2 (węgiel brunatny)³⁶. Emisja dwutlenku węgla na jeden GJ produkowanego ciepła w Polsce wynosi ponad 100 kg³⁷.

Dyskusja

Unia Europejska w swoich dyrektywach i planach nie ukrywa, iż jednym z jej głównych celów jest redukcja emisji dwutlenku węgla w państwach członkowskich oraz odejście od spalania węgla podczas produkcji ciepła i energii elektrycznej. Poprzez wprowadzenie pozwoleń na emisję CO₂ do atmosfery oraz wzrost ich ceny chce zachęcić do zmiany paliwa, z jakiego produkuje się energię elektryczną i ciepło.

Jak wspomniano we wstępie, z przyczyn historycznych (między innymi łatwej dostępności taniego surowca) w roku 2014 Polska nadal w $\frac{3}{4}$ produkowała ciepło z węgla kamiennego i brunatnego, surowców szczególnie emitujących CO₂ podczas spalania³⁸. Podczas wytwarzania w ten sposób 1 GJ ciepła emitowane jest około 100 kg dwutlenku węgla, co stanowi jedną z najwyższych emisji w Europie³⁹.

Rozbudowany w zeszłym stuleciu system ciepłownictwa systemowego zapewnia obecnie dostęp do ciepła dla około 50% społeczeństwa. Analizując zebrane dane dotyczące ciepłownictwa, należy zauważyć, że polskie ciepłownie, które jeszcze nie wykorzystują metody kogeneracji podczas produkcji energii cieplnej, stanowią prawie 76% wszystkich instalacji. Pomimo tego ciepłownie stosujące te instalacje wytwarzają około

³¹ Ibidem, s. 14.

³² Ibidem, s. 82.

³³ Ibidem, s. 95.

³⁴ Ibidem, s. 97.

³⁵ Ibidem, s. 98.

³⁶ Ibidem, s. 80.

³⁷ Regulski B. (2016), *Przyszłość ciepłownictwa systemowego w Polsce*, prezentacja – Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Olsztyn, 22 lutego.

³⁸ Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit., s. 14.

³⁹ Regulski B. (2016), *Przyszłość ciepłownictwa systemowego w Polsce*, op. cit.

68% całego ciepła w Polsce⁴⁰. Wskazuje to na wykorzystanie kogeneracji głównie przez duże zakłady. Warto zauważyć, iż większość z tych zakładów współpracuje bardzo intensywnie z przemysłowymi odbiorcami ciepła, którzy odbierają je przez cały rok. Zatem problem z wprowadzaniem kogeneracji węglowej w ciepłowniach w głównej mierze mają małe i średnie przedsiębiorstwa, nieposiadające całorocznego odbiorcy ciepła. I to właśnie one mogą mieć w przyszłości znaczne problemy związane ze spełnieniem norm emisji CO₂ oraz innych wymienionych we wstępie. Wynika to między innymi z trudności w pozyskaniu finansowania inwestycji, przestarzałych technologii oraz niskiej rentowności.

Nie jest możliwe, aby w krótkim czasie i bez bardzo dużych nakładów finansowych odejść od spalania węgla w polskich ciepłowniach, dlatego należy zastosować inne sposoby, które pomogą spełnić wymagania ustawodawstwa unijnego.

Jednym z nich jest kogeneracja węglowa, która wydaje się być naturalnym etapem rozwoju ciepłowni. Skojarzona produkcja ciepła oraz energii elektrycznej ma cały szereg korzyści. Do najważniejszych z nich możemy zaliczyć oszczędność energii pierwotnej. W tym przypadku najlepsze efekty wykazuje produkcja energii elektrycznej i ciepła ze źródła o wysokosprawnej kogeneracji, tzn. takiej, która zapewnia oszczędność energii pierwotnej w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym (osobna produkcja energii elektrycznej i ciepła) nie mniej niż 10%. Przy zastosowaniu kogeneracji węglowej oszczędność paliwa przy produkcji energii elektrycznej i ciepła w prostym bloku składającym się z rusztowego kotła parowego i turbiny parowej w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym w ciepłowni z wodnymi kotłami i elektrowni kondensacyjnej opalanej węglem wynoszą ok. 20%.

Za sprawą powstania znacznych oszczędności paliwa pierwotnego (np. węgla) następuje wydatna poprawa ochrony środowiska poprzez niższe emisje zanieczyszczeń do atmosfery. Dzięki temu kogeneracja jest najtańszym sposobem redukcji emisji dwutlenku węgla⁴¹. Wśród innych ważnych zalet tej metody można wymienić mniejszą emisję spalin, i wydłużenie czasu możliwości korzystania z paliw kopalnych. Przy zastosowaniu kogeneracji można też produkować energię elektryczną w sposób rozproszony, co wpływa na ograniczenie strat energii podczas jej przesyłu, tanie i szybkie zwiększenie jej produkcji. Nie bez znaczenia pozostaje także to, iż instalacje tego typu mogą prowadzić do zwiększenia i zdwersyfikowania przychodów przedsiębiorstw energetycznych oraz oddalenie w czasie spełnienia wymogów dyrektywy BAT.

⁴⁰ Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit., s. 13.

⁴¹ Niedokos J. (2006), *Ciepłownictwo sieciowe warunkiem rozwoju kogeneracji*, „Rynek Energii” nr 5.

Dla polskiego ciepłownictwa istotne są także pytania dotyczące kosztów, jakie musimy ponieść, aby dostosować się do dyrektyw unijnych. Wśród nich są nie tylko gigantyczne kwoty pieniężne na modernizację czy budowę nowych ciepłowni, w których można wykorzystywać ekologiczne paliwa, ale również inne koszty, w tym społeczne, związane z utratą miejsc pracy np. w branży górniczej wydobywającej węgiel oraz dostarczającej go do ciepłowni.

Biorąc pod uwagę powyższe, nie powinno się drastycznie zmniejszać udziału węgla w ciepłownictwie, dlatego zastosowanie kogeneracji węglowej wydaje się najkorzystniejsze. Zmniejsza ona emisję CO₂ oraz ilość potrzebnego węgla, ale nie tak drastycznie, jak ukierunkowanie ciepłowni na inny rodzaj paliwa. Warto zauważyć, iż technologia kogeneracji jest już obecna w Polsce, wykorzystuje ją 24% wytwórców ciepła, łącznie jest ona stosowana w 108 zakładach, które w 78% stosują jako paliwo węgiel. Instalacje tego typu w roku 2014 zużyły 9 673 278,1 tony węgla kamiennego oraz 753 056,2 tony węgla brunatnego⁴².

Powyższa obserwacja świadczy o obecności technologii kogeneracji węglowej na naszym rynku oraz skutecznej dotychczasowej implementacji takich instalacji w ciepłowniach. Polskie ciepłownictwo znajduje się obecnie w sytuacji, w jakiej czas realizacji i wprowadzania zmian odgrywa znaczącą rolę, dlatego posiadanie już gotowych i sprawdzonych rozwiązań jest bardzo ważne, aby zrealizować choć część założeń w wyznaczonych przez dyrektywy unijne (szczególności BAT) w określonym przez nie czasie. Zastosowanie kogeneracji węglowej podniesie efektywność instalacji i opóźni konieczność rezygnacji z węgla jako głównego paliwa.

Wdrażając technologię kogeneracji, przedsiębiorstwa ciepłownicze dywersyfikują przychody, gdyż uzyskują możliwość sprzedaży energii elektrycznej. Energia wytworzona w takich instalacjach zgodnie z ustawą z 1 stycznia 2007 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności⁴³, może być sprzedawana po wyższych cenach, gdyż firmy wytwarzające prąd muszą wykazać, iż część produkowanego przez nich prądu pochodzi z takiego źródła.

Potwierdzenie wpływu zastosowania kogeneracji na zmniejszenie emisji CO₂ możemy między innymi znaleźć w rezultatach programu prowadzonego przez US Environmental Protection Agency, który polegał na wspieraniu instalacji wykorzystujących kogenerację. Program ten tylko do roku 2007 spowodował instalacje takich rozwiązań

⁴² Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, op. cit., s. 80.

⁴³ Ustawa z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, Dz.U. 2007 nr 21 poz. 124.

w 335 fabrykach. Spowodowało to redukcję emisji CO₂ do atmosfery porównywalną do emisji z 2 milionów samochodów⁴⁴.

Podsumowanie

Jednym z najefektywniejszych działań, jakie umożliwią dalsze funkcjonowanie ciepłownictwa w Polsce w perspektywie zbliżających się zmian w tej branży, jest wprowadzenie na szeroką skalę technologii kogeneracji węglowej. Obecnie w systemach ciepłowniczych tkwi olbrzymi niewykorzystany potencjał produkcji energii elektrycznej, który przy okazji redukcji emisji CO₂ może być uwolniony.

Metoda kogeneracji węglowej umożliwia jednocześnie uporanie się z paroma obecnymi w Polsce problemami, do których możemy zaliczyć redukcję emisji CO₂ poprzez ograniczenie ilości spalanego węgla, wzrost efektywności oraz ekonomicznej opłacalności ciepłowni poprzez sprzedaż energii elektrycznej. Dodatkowym efektem jest wzrost produkcji rozproszonej energii elektrycznej.

Marcin Zimny – absolwent Wydziału Nauk Geograficznych i Geologicznych Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, kierunek Geologia, specjalizacja Gospodarka zasobami wodnymi i mineralnymi. Uczestnik wymiany studenckiej w Aarhus University. Ukończył podyplomowe studia w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, kierunek Zarządzanie i Marketing. Zainteresowania naukowe: gospodarka zasobami mineralnymi w tym energetycznymi, analiza rynku gazu ziemnego i ropy naftowej oraz bezpieczeństwo energetyczne Polski. Współautor artykułów o tematyce wydobywczej ropy i gazu ziemnego, które ukazały się w czasopiśmie „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.

⁴⁴ *Cogeneration and District Energy. Sustainable energy technologies for today ... and tomorrow* (2009), International Energy Agency, Paris, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CHPbrochure09.pdf>, s. 15.

Wysokosprawna kogeneracja szansą dla polskiego węgla?

Wstęp

Paliwo węglowe w ostatnim czasie nie ma dobrej prasy na całym świecie. W roku 2015 na konferencji klimatycznej ONZ w Paryżu podpisano światowe porozumienie mające na celu zatrzymanie zmian klimatu. Jakkolwiek komunikat ten nie zawiera ściśle określonych celów, ogólny przekaz medialny mówił o konieczności utrzymania wzrostu globalnych średnich temperatur na poziomie znacznie poniżej 2 stopni Celsjusza ponad poziom przedindustrialny i kontynuowanie wysiłków na rzecz ograniczenia wzrostu temperatur do 1,5 stopnia. Porozumienie podpisane przez wiele państw wskazuje na konieczność znacznego ograniczenia wykorzystania węgla w gospodarce. Ustalenia te mogą w niedługim czasie zaostriżyć obecnie obowiązującą politykę klimatyczną Unii Europejskiej, której prawodawstwo stanowi bezpośrednie otoczenie, w jakim działa polska branża węgla kamiennego.

Obecna polityka klimatyczna prowadzona przez Unię Europejską ma na celu zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery, a w szczególności ograniczenie emisji dwutlenku węgla – gazu podejrzewanego o przyczynianie się do powstawania efektu cieplarnianego – i co za tym idzie, zmian klimatu. Sposobem na zmniejszenie emisji ma być uruchomiony na terenie państw członkowskich monitoring jej wielkości oraz specjalny system handlu pozwoleniami na emisję CO₂ – Europejski System Handlu Emisjami (UE ETS).

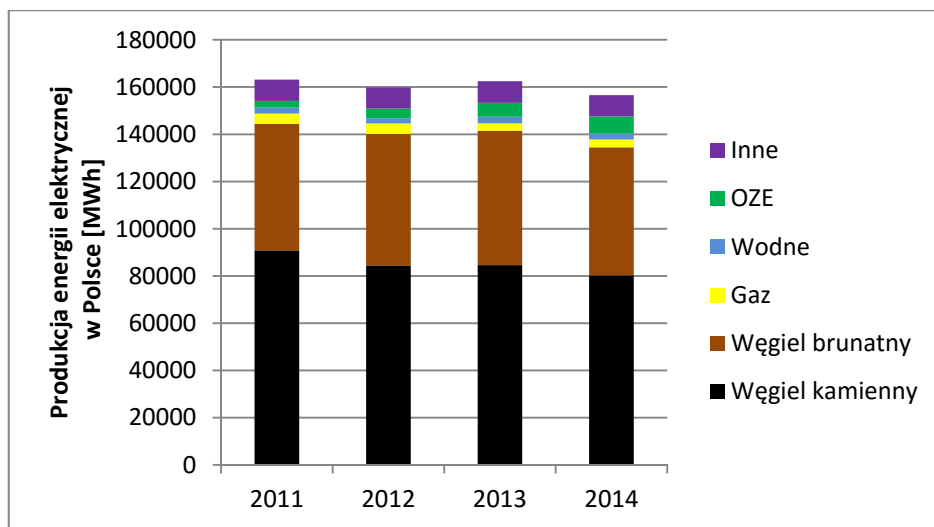
Realizacja polityki klimatycznej wiąże się z koniecznością znaczących ograniczeń w poziomach emisji z instalacji przemysłowych na terenie państw członkowskich. Jednym z największych źródeł dwutlenku węgla jest sektor wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła. Łącznie działalność ta odpowiada za około 50% emisji CO₂ w Polsce¹, dlatego też przewidywane dalsze jej ograniczanie dotknie sektor wytwórczy energii elektrycznej i ciepła w bardzo dużym stopniu.

¹ Małopolska M., Zarębska K. (2008), *Problematyka emisji dwutlenku węgla w Polsce*, „Gospodarka surowcami mineralnymi” tom 24, zeszyt 3/3, s. 189-190.

Ze względu na to, że węgiel kamienny powoduje jedną z najwyższych jednostkowych emisji CO₂ w przeliczeniu na każdą wyprodukowaną jednostkę energii, w Unii Europejskiej podejmowane są działania związane z redukcją jego zużycia w państwach członkowskich. Skupiają się one na odchodzeniu od węgla w kierunku odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz gazu ziemnego. Bardzo głośnym przykładem działań mających na celu ograniczenie roli węgla w gospodarce jest zapowiedź zawieszenia przez Europejski Bank Inwestycyjny oraz Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju finansowania wszelkich inwestycji w moce wytwórcze, których wskaźnik emisji CO₂ wynosi więcej niż 550 g CO₂/kWh. W praktyce oznacza to brak możliwości pozyskania pieniędzy z tych banków na projekty wykorzystujące węgiel jako paliwo.

Polska branża energetyczna w obliczu ograniczeń emisji CO₂

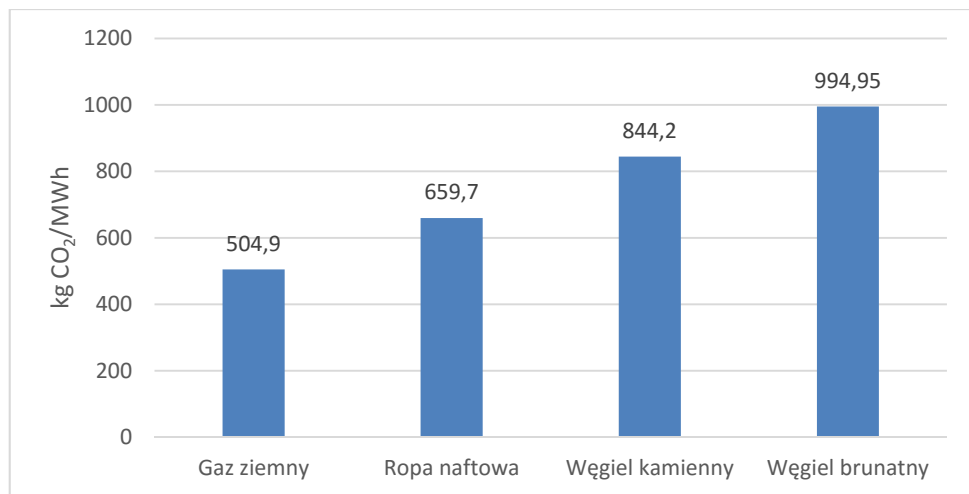
Jest faktem, iż produkcja energii elektrycznej w Polsce opiera się w znakomitej większości na węglu, co doskonale ilustruje rysunek 1.



Rys. 1. Struktura paliw zużywanych do produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2011-2014

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z Miesięcznych raportów z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego, portal Polskich Sieci Energetycznych SA – pse.pl, zakładka Obszary działalności, podstrona Krajowy System Elektroenergetyczny.

Kroki prowadzące do zmniejszenia zużycia węgla w sektorze energetycznym to przede wszystkim wspomniany wcześniej system handlu pozwoleniami na emisję CO₂ – EU ETS. Jego działanie powoduje zwiększanie kosztu technologii proporcjonalnie do wielkości jednostkowej emisji dwutlenku węgla. Wskaźniki emisji dla podstawowych paliw pokazano na rysunku 2.



Rys. 2. Emisja CO₂ przy wyprodukowaniu 1 MWh energii elektrycznej z różnych paliw

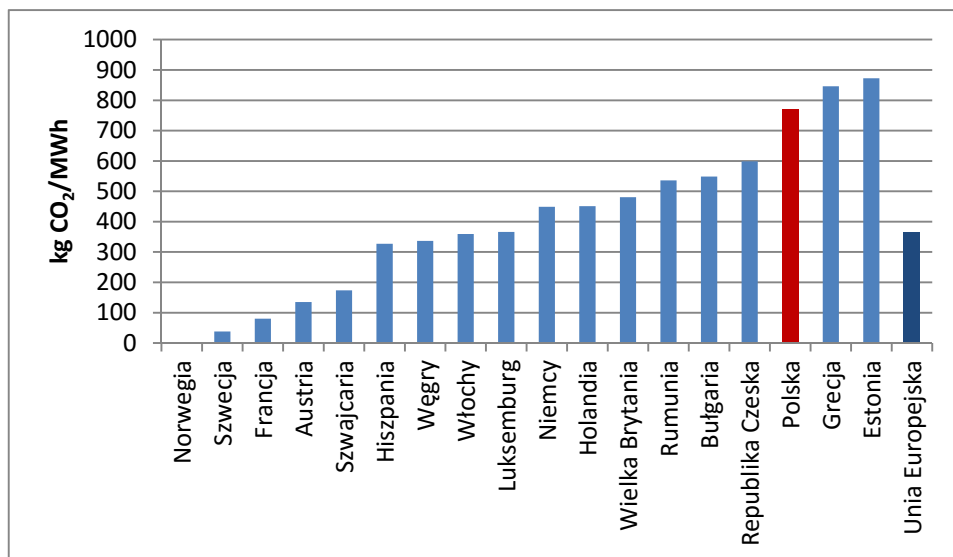
Źródło: opracowanie własne na podstawie wskaźników emisji CO₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, podawanych przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE).

Zgodnie z danymi Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami² średnio w roku 2013 emisja CO₂ na każdą wyprodukowaną MWh energii elektrycznej była na poziomie 831,5 kg.

Rodzi się pytanie: czy jest to wartość duża?

Na rysunku 3 widzimy zestawienie średniej wielkości emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej. Łatwo zauważyć, że Polska znajduje się w grupie państw o zdecydowanie największej emisji jednostkowej, około dwukrotnie wyższej niż średnia dla państw UE.

² *Komunikat dotyczący emisji dwutlenku węgla przypadającej na 1 MWh energii elektrycznej* (2014), Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Warszawa, <http://www.kobize.pl/pl/article/2014/id/569/komunikat-dotyczacy-emisji-dwutlenku-wegla-przypadajacej-na-1-mwh-energii-elektrycznej>.



Rys. 3. Średnia emisja CO₂ na każdą wyprodukowaną MWh energii elektrycznej w wybranych krajach Unii Europejskiej oraz średnia dla wszystkich państw UE w roku 2008

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *CO₂ electricity per kWh*, portal Europejskiej Agencji Środowiska – www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/co2-electricity-g-per-kwh/co2-per-electricity-kwh-fig-1_2010_qa.xls.

Ponieważ wielkość emisji z polskich elektrowni jest znacząco wyższa niż z elektrowni w pozostałych państwach UE, koszty wynikające z Europejskiego System Handlu Emisjami będą dla Polski największe i najbardziej dotkliwe.

W tabeli 1 przedstawiono obliczenia dodatkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w zależności od ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla wybranych państw Unii Europejskiej. Przy obecnych cenach pozwoleń na emisję CO₂, wynoszących około 6 EUR/Mg, do każdej MWh energii w Polsce należy doliczyć 4,63 EUR, podczas gdy we Francji jest to jedynie 48 centów. Średnia dla całej Unii jest ponad dwukrotnie niższa i wynosi 2,19 EUR. Warto przeanalizować, co dzieje się z tym dodatkowym wydatkiem, gdy koszt uprawnień rośnie do 40 EUR/MWh. Dodatkowa opłata dla Polski to około 30,8 EUR/MWh, gdy dla Francji jest to nieco ponad 3 EUR/MWh.

Tak duże różnice wynikają bezpośrednio z różnic w strukturze paliw używanych do produkcji energii elektrycznej w różnych państwach UE.

Tab. 1. Dodatkowy koszt produkcji energii elektrycznej wynikający z konieczności zakupu uprawnień do emisji CO₂ dla wybranych państw UE przy różnych cenach uprawnień

Państwo	Dodatkowy koszt produkcji energii elektrycznej [EUR/MWh] dla różnych poziomów cen pozwoleń na emisję CO ₂					
	Poziom cen pozwoleń na emisję CO ₂ [EUR/Mg]	6	10	15	20	40
Norwegia		0,02	0,03	0,05	0,07	0,14
Szwecja		0,23	0,38	0,57	0,76	1,51
Francja		0,48	0,80	1,20	1,61	3,21
Austria		0,81	1,35	2,03	2,70	5,40
Szwajcaria		1,04	1,74	2,61	3,48	6,95
Hiszpania		1,96	3,27	4,91	6,54	13,08
Węgry		2,02	3,37	5,05	6,73	13,46
Włochy		2,15	3,59	5,39	7,18	14,37
Luksemburg		2,20	3,66	5,49	7,32	14,64
Niemcy		2,69	4,49	6,73	8,98	17,96
Holandia		2,71	4,51	6,77	9,02	18,05
Wielka Brytania		2,88	4,81	7,21	9,61	19,22
Rumunia		3,22	5,36	8,04	10,72	21,44
Bułgaria		3,29	5,49	8,23	10,97	21,95
Republika Czeska		3,59	5,99	8,99	11,98	23,96
Polska		4,63	7,71	11,57	15,42	30,84
Grecja		5,08	8,46	12,69	16,93	33,85
Estonia		5,23	8,72	13,09	17,45	34,90
Unia Europejska		2,19	3,64	5,47	7,29	14,58

Źródło: opracowanie własne na podstawie *CO₂ electricity per kWh*, op. cit.

Obliczenia przedstawione w tabeli 1 ukazują bardzo dużą wrażliwość ceny energii elektrycznej w Polsce na wahania cen uprawnień do emisji CO₂. Rodzi to wiele zagrożeń,

choćby niepewność dla odbiorców końcowych i całej gospodarki co do przyszłych kosztów związanych z zakupem energii. Wzrost cen uprawnień do emisji do poziomu 40 EUR/Mg stwarza możliwość zdublowania kosztów produkcji energii, nawet w przypadku, gdy ceny paliw pozostaną na niezmiennym poziomie.

To sytuacja bardzo niebezpieczna dla gospodarki, ponieważ w bardzo łatwy sposób może być ona pozbawiona konkurencyjności względem innych gospodarek UE, ze względu na drastyczne podwyżki cen energii.

Rozwiązaniem mogłoby być skorzystanie z proponowanego przez politykę klimatyczną Unii Europejskiej odejścia od produkcji energii z węgla w stronę mniej emisyjnych źródeł, takich jak gaz ziemny czy odnawialne źródła energii.

Jak do tej sytuacji odnosi się polski rząd?

Polskie władze, pomimo podpisania porozumienia klimatycznego w Paryżu oraz zobowiązania się do znacznej redukcji emisji szkodliwych gazów w ramach Unii Europejskiej, niechętnie podchodzą do tematu zmniejszania roli węgla w krajowym miksie energetycznym. Analizując strukturę paliw wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej w Polsce w ostatnich latach, przedstawioną na rysunku 1, można zauważyć niewielkie zmiany w ilości energii produkowanej z węgla. Widoczny jest powoli rosnący udział OZE, jednak zdecydowanie dominującą rolę niezmiennie pełni węgiel. Powodów takiej sytuacji jest co najmniej kilka.

Ważnym aspektem wpływającym na postawę rządu jest kwestia dużej grupy społecznej – górników – obawiających się utraty miejsc pracy w wyniku ograniczania popytu na węgiel. Zmniejszanie przez sektor energetyki zapotrzebowania na ten surowiec mogłoby przyczynić się do całkowitej likwidacji większości kopalń na Śląsku. Nie są one zdolne do eksportu za granicę ze względu na wysokie koszty wydobycia oraz niskie ceny węgla na rynkach światowych. Utrzymując wysoki udział węgla w polskiej gospodarce (głównie energetyce), rząd zapewnia pracę wielu tysiącom ludzi, oddalając od siebie konieczność podejmowania niepopularnych decyzji, nieuchronną wizję strajków oraz utratę poparcia znaczącego elektoratu.

Kolejną kwestią jest to, że posiadamy własne, pokaźne jak na nasze potrzeby, zasoby węgla. Dzięki temu jesteśmy niezależni od zewnętrznych czynników, takich jak wahania cen surowców energetycznych czy też ewentualne konflikty z państwami dostarczającymi te surowce.

Elementem wpływającym na postawę Polski jest również fakt, iż nie wydajemy pieniędzy na surowiec energetyczny lub technologię poza granicami kraju, pozostawiając stosunkowo duże kwoty w naszej gospodarce i niepogorszony bilans handlowy.

Zmiana miksu energetycznego pociąga za sobą konieczność podejmowania wielu niekorzystnych dla władz decyzji oraz znalezienia ogromnych środków na przebudowę infrastruktury, zarówno wytwórczej, przesyłowej, jak również przykładowo związanej ze sprowadzaniem gazu ziemnego.

Wszystko to składa się na zachowawczą postawę polskich władz w kwestii odchodzenia od używania węgla w gospodarce.

Trwanie przy węglu bez zmiany emisyjności polskiej energetyki nie jest jednak korzystne, ponieważ stwarza duże zagrożenie dla przyszłego poziomu cen energii. Dodatkowo istotna jest również konieczność zakupu uprawnień do emisji po roku 2020. Jeżeli wielkość emisji przekracza limit nałożony na dane państwo, to znajdzie potrzeba dokupienia uprawnień od innego państwa, które ma ich nadwyżkę. Mechanizm ten sprawia, że Polska nie może pozostać na obecnym poziomie emisyjności, powinna dążyć do ograniczenia emisji CO₂, inaczej będzie zmuszona wydawać ogromne kwoty na zakup uprawnień od innych uczestników systemu EU ETS.

Czy jest zatem sposób, aby spełnić oczekiwania zarówno strony Polskiej, jak i Unii Europejskiej? Czy istnieje strategia mogąca sprawić, że każda ze stron będzie czuć się wygraną?

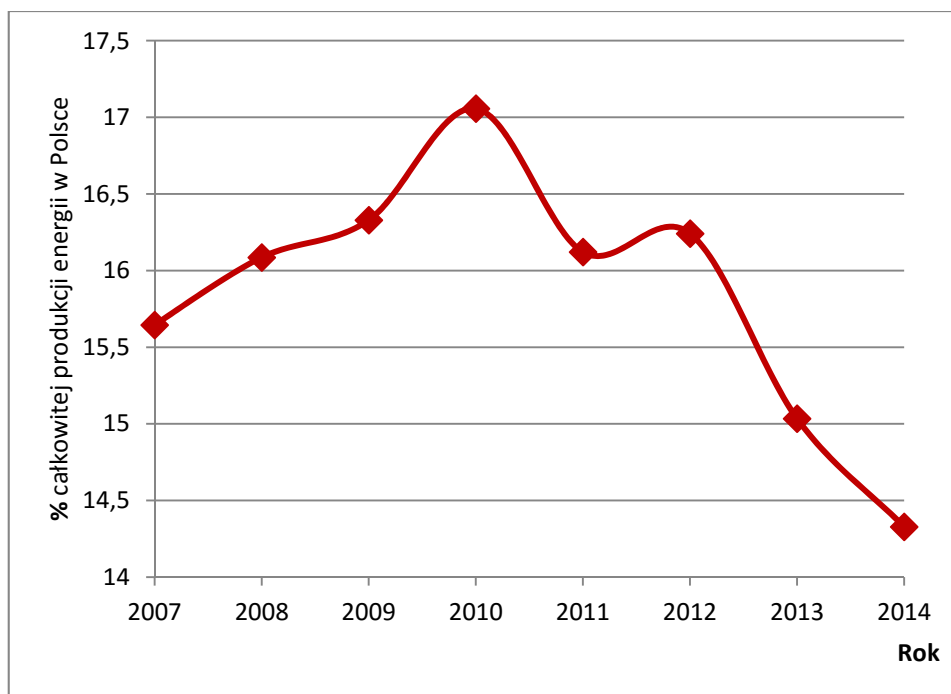
Kompromisowe rozwiązanie musiałoby oznaczać z jednej strony ograniczenie ilości emisji szkodliwych substancji do atmosfery, tak aby spełniać wymagania przyjętej polityki klimatycznej Unii Europejskiej, z drugiej zaś pozwolić na utrzymanie wysokiego udziału węgla w polskim miksie energetycznym, przy jednoczesnym ograniczeniu ryzyka wzrostu cen energii spowodowanych zwiększeniem kosztu uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Czy rozwiązanie takie istnieje?

Kogeneracja węglowa szansą na kompromis

Rozwiązaniem akceptowalnym przez obie strony być może wysokosprawna kogeneracja węglowa, będąca procesem technologicznym jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowego ciepła w elektrociepłowni. Jest technologią pozwalającą na znaczące oszczędności paliwa. W wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła udaje się dodatkowo w dużym stopniu ograniczyć emisję szkodliwych gazów do atmosfery.

Kogeneracja w Polsce

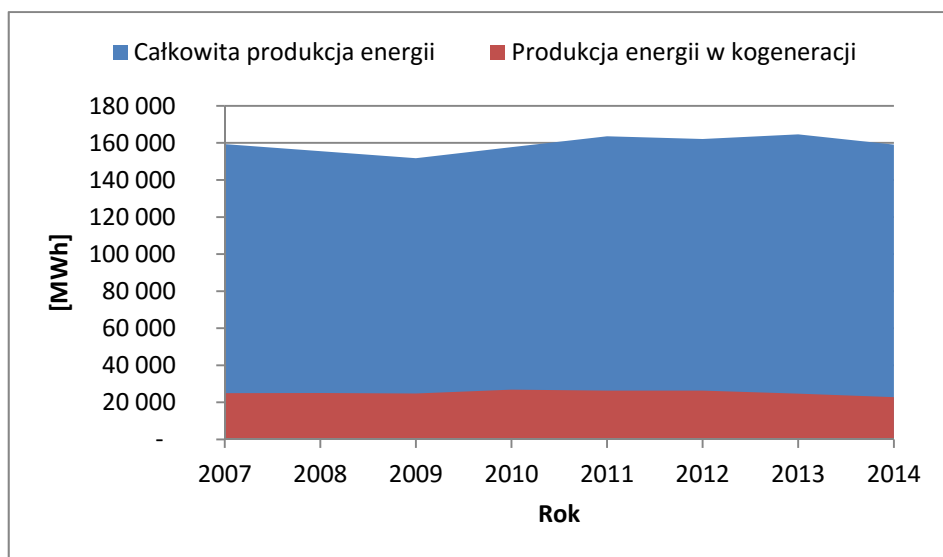
Jak widać na rysunku 4, udział energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji wahał się w naszym kraju w ostatnich latach w zakresie 14-17,5%.



Rys. 4. Procentowy udział energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2007-2014

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z dokumentu: *Obwieszczenie ministra energii z dnia 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej* (2016), MP 11 kwietnia, poz. 350, <http://www.monitorpolski.gov.pl/MP/2016/350/M2016000035001.pdf>, s. 6.

Ilościowe wielkości energii produkowanej w procesach kogeneracji na tle całkowitej produkcji energii pokazuje rysunek 5.



Rys. 5. Ilość energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji na tle całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2007-2014

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z dokumentu: *Obwieszczenie ministra energii z dnia 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej (2016)*, op. cit., s. 6.

Materiały

Stanowisko polskiego rządu w sprawie wizji dalszego rozwoju oraz kształtu sektora wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła w wysokosprawnej kogeneracji zostało zaczerpnięte z dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*³, wydanego przez ministerstwo gospodarki. Informacje dotyczące systemu wsparcia elektrociepłowni wytwarzających energię elektryczną oraz ciepła w wysokosprawnej kogeneracji zaczerpnięto ze *Sprawozdania z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2014 r.*⁴

³ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (2009), załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r., Ministerstwo Gospodarki, <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>.

⁴ *Sprawozdanie z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2014 r.* (2015), Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień, <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/6153,Sprawozdanie-z-dzialalnosci-Prezesa-URE-w-2014-r.html>.

Określenia stosunku Unii Europejskiej do technologii kogeneracji dokonano w szczególności na podstawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE⁵.

Informacje na temat wielkości emisji szkodliwych substancji do atmosfery z przydomowych palenisk indywidualnych oraz jakości powietrza w Polsce zostały zaczerpnięte z informacji o wynikach kontroli „Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami” przeprowadzonej przez Najwyższą Izbę Kontroli w roku 2014⁶.

Dodatkowo posłużono się obwieszczeniem ministra energii z 5 kwietnia 2016 roku w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej⁷.

Metodologia

Zidentyfikowano najważniejsze efekty będące wynikiem stosowania wysokosprawnej kogeneracji opartej na paliwie węglowym. Następnie na podstawie analizy wyżej wskazanych źródeł określono stanowisko Polski i Unii Europejskiej w obrębie danego efektu. Na tej podstawie stworzono macierz (rysunek 6), pokazującą układ relacji względem danego efektu wywołanego przez skojarzoną produkcję ciepła i energii elektrycznej.

Wyniki

W wyniku przeprowadzonej analizy zidentyfikowano kilka efektów wywoływanych przez rozwój wysokosprawnej kogeneracji opartej na paliwie węglowym, jak również stosunek do nich polskiego rządu oraz Unii Europejskiej. Na rysunku nr 6 możemy zobaczyć zidentyfikowane efekty uporządkowane względem tego, jaki stosunek do ich pojawienia się ma Unia Europejska (oś pionowa) oraz Polska (oś pozioma). Efekty uznawane za negatywne

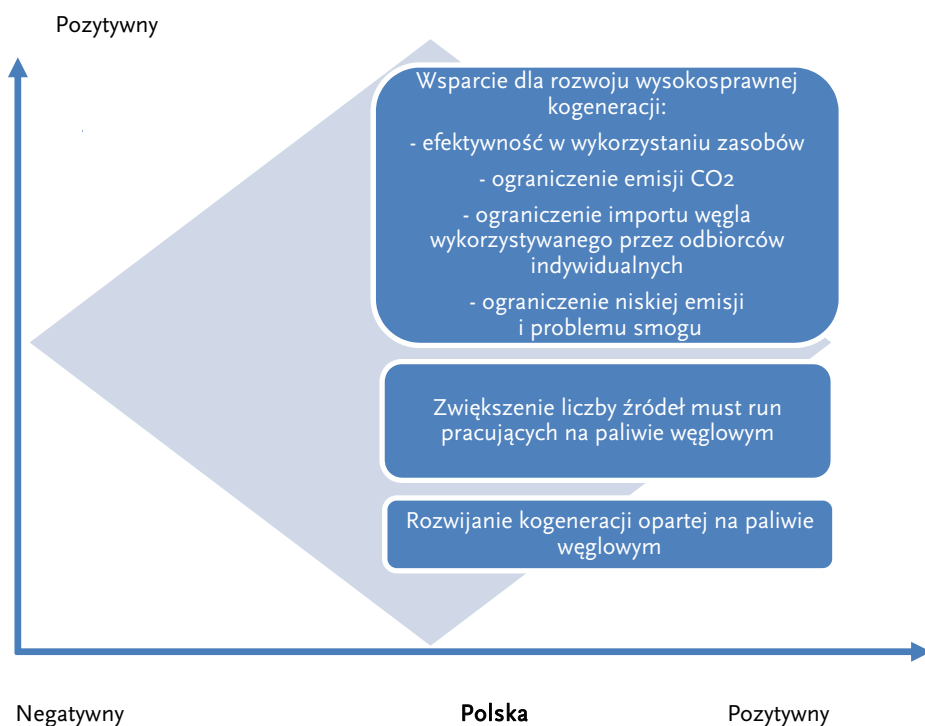
⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE L 315/1.

⁶ Informacja o wynikach kontroli *Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami* (2014), LKR-4101-007-00/2014, nr ewid. 177/2014/P/14/086/LKR, Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,7764,vp,9732.pdf>.

⁷ *Obwieszczenie ministra energii z dnia 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej* (2016), op. cit.

przez wymienione strony znajdują się na początku osi danej strony, natomiast pozytywne – na końcu osi danej strony. Tak powstała macierz grupuje efekty uznawane za pozytywne przez obie strony w prawym górnym rogu macierzy.

Unia Europejska



Rys. 6. Macierz określająca stosunek Polski oraz Unii Europejskiej do efektów wywołanych przez rozwój wysokosprawnej kogeneracji opartej na paliwie węglowym

Źródło: opracowanie własne.

Dyskusja

Wsparcie Unii Europejskiej dla kogeneracji

Wynikiem dążenia Unii Europejskiej do zmniejszania emisji CO₂ oraz do większej efektywności energetycznej jest jej silne wsparcie dla technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Przykładowo, w jednym z dokumentów dotyczącym

efektywności energetycznej stanowisko w sprawie kogeneracji wyraźnie mówi, że powinna być ona rozwijana oraz że jej potencjał nie jest w całości wykorzystywany. Wskazuje się na ogromne zalety kogeneracji, przede wszystkim oszczędność paliwa pierwotnego oraz ograniczanie emisji szkodliwych gazów, w tym dwutlenku węgla⁸.

Wsparcie rządu polskiego dla kogeneracji

Obecnie funkcjonuje system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji pod postacią czerwonych certyfikatów. Właściciel instalacji produkującej energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji spalającej jako paliwo węgiel otrzymuje świadectwo pochodzenia tej energii z wysokosprawnej kogeneracji – czerwony certyfikat. Świadectwo to następnie może być odsprzedane do firmy dystrybuującej energię elektryczną do odbiorcy końcowego. Spółki sprzedające energię elektryczną do odbiorcy końcowego zobowiązane są na koniec okresu rozliczeniowego przedstawić prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki odpowiednią liczbę czerwonych świadectw do umorzenia.

Dodatkowo wsparcie dla rozwoju wysokosprawnej kogeneracji zostało przedstawione w *Polityce energetycznej Polski do roku 2030*. W dokumencie tym wskazano, że jednym z celów w zakresie poprawy efektywności energetycznej jest „dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.”⁹.

Rozwijanie kogeneracji opartej na węglu

Z punktu widzenia Polski jest to rozwiązanie bardzo pożądane, prowadzące do utrzymania roli węgla w gospodarce, jednocześnie wykorzystujące polską technologię ograniczającą problem wysokiej emisyjności rodzimej energetyki. Dla Unii Europejskiej natomiast nie jest to technologia najlepsza z możliwych. Zapewne większą przychylnością cieszyłyby się inwestycje w instalacje spalające gaz ziemny, ponieważ zapewniałyby one znacznie mniejsze emisje gazów cieplarnianych, co wpisuje się w politykę klimatyczną UE.

⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, op. cit., s. 6.

⁹ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (2009), op. cit., s. 7.

Węgiel jako źródło *must run*

Wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem sprawia, że z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej elektrociepłownie widziane są jako tzw. źródła *must run*. Oznacza to, że mają one priorytet w dostępie do sieci i energia przez nie wyprodukowana, podobnie jak ta z OZE, musi zostać odebrana.

„*Merit order* (efekt wypychania) określa kolejność, w jakiej energia jest kupowana na rynku od elektrowni. *Merit order* to system, w którym cenę energii na giełdzie dyktują najdroższe elektrownie aktywne w danym momencie. Elektrownie są uszeregowane i włączane w zależności od ich kosztu krańcowego, którym zasadniczo jest koszt operacyjny (głównie paliwo). Nie wlicza się do niej w szczególności kosztu budowy elektrowni. Elektrownia węglowa czy jądrowa pochłania znaczne koszty podczas budowy, lecz za to jest stosunkowo tania w eksploatacji, zatem tego rodzaju obiekty mają stosunkowo niskie koszty krańcowe i w konsekwencji notują dużą ilość godzin pełnego obciążenia”¹⁰.

Obecnie coraz częściej elektrownie węglowe są wypychane z *merit order* właśnie przez źródła mające status *must run* – OZE. Zapewnienie większej liczby źródeł *must run* pracujących na węglu zabezpieczyłoby odbiór pewnego dodatkowego wolumenu produkcji z węgla w systemie elektroenergetycznym.

Ograniczenie smogu w polskich miastach

Jak wykazał raport Europejskiej Agencji Środowiska, wśród miast europejskich o największej liczbie dni w roku, w których zarejestrowano przekroczenie dopuszczalnego limitu zawartości pyłu PM₁₀ w powietrzu, w pierwszej dziesiątce znalazło się aż 6 polskich miast. Podobnie sytuacja wygląda, jeśli chodzi o zanieczyszczenie powietrza pyłem PM_{2,5} czy też benzo(a)pirenem¹¹.

Zgodnie z kontrolą przeprowadzoną przez Najwyższą Izbę Kontroli emisja pochodząca z gospodarstw domowych spalających paliwa niskiej jakości w celach grzewczych była głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza pyłem PM₁₀ (82–92,8%)¹².

¹⁰ Morris C., Pehnt M. (2012/2015), 9 – *Słowniczek. Niemiecka transformacja energetyczna. Przyszłość oparta na odnawialnych źródłach energii*, Inicjatywa Fundacji im. Heinricha Bölla, Warszawa, http://energytransition.de/wp-content/themes/boell/pdf/pl/German-Energy-Transition_pL_S%C5%82owniczek.pdf, s. 2.

¹¹ Informacja o wynikach kontroli *Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami* (2014), op. cit., s. 20.

¹² Ibidem, s. 22.

Przenosząc produkcję do elektrociepłowni, ograniczamy ten efekt i wynosimy emisję na dużą wysokość i poza obszar, w którym żyjemy.

Dlatego ograniczenie wytwarzania energii cieplnej w przydomowych piecach mogłoby w znaczącym stopniu ograniczyć problem tzw. niskiej emisji i związaną z nią bardzo złą jakością powietrza w polskich miastach.

Zwiększenie zużycia węgla energetycznego pochodzącego z Polski

Pomimo że gospodarka skojarzona pozwala zaoszczędzić dużą część paliwa, rozwój kogeneracji mógłby przyczynić się do zwiększenia wykorzystania krajowego węgla. Stałoby się tak dlatego, iż rozwój sieci ciepłowniczych w polskich miastach ograniczyłby spalanie węgla w indywidualnych piecach. Sortymenty węgla spalane w piecach indywidualnych pochodzą w większości z importu, ponieważ brak jest wystarczającej ilości polskiego surowca o parametrach odpowiednich do przydomowych pieców. Zmniejszając ten wolumen, można by część tego zużycia przesunąć do elektrociepłowni, spalających tam węgiel, jakiego w Polsce nie brakuje.

Efekt ten został zakwalifikowany jako pozytywny z punktu widzenia Unii Europejskiej, ponieważ ogranicza on import paliw spoza wspólnoty.

Szansa na kompromis

Zgodnie z przedstawionymi wynikami zauważyć można dużą zbieżność stanowisk reprezentowanych przez Polskę i Unię Europejską. Są to w szczególności cele w zakresie ograniczenia negatywnego oddziaływania człowieka na środowisko w gospodarce skojarzonej, jak również kwestia oszczędności zasobów naturalnych.

Oczywiście dają się zauważyć również różnice, takie jak wykorzystanie niepopularnego węgla i brak inwestycji w najlepsze pod względem emisji możliwe rozwiązania oparte na paliwie gazowym, jednak zbieżność interesów w wielu punktach pozwala na dostrzeżenie szansy na osiągnięcie kompromisu zadowalającego obie strony.

Warto tu wspomnieć o bardzo dużym potencjale dalszego rozwoju kogeneracji w Polsce. Zarówno oficjalne dokumenty rządowe¹³, jak i analizy innych organizacji branżowych¹⁴ wskazują na możliwość co najmniej dwukrotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji. Ponieważ z jednej strony Unia Europejska dąży do ograniczenia roli węgla w gospodarkach państw członkowskich, z drugiej zaś bardzo mocno wspiera i promuje rozwój skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła, być może jest to miejsce dobre dla obu partnerów na poszukiwanie kompromisu.

Paweł Grębowiec – absolwent studiów inżynierskich na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Obecnie student 2 roku studiów magisterskich na kierunku Power Engineering o specjalności Nuclear Power Engineering, również na Politechnice Warszawskiej. Zainteresowania naukowe związane z optymalizacją procesów produkcji energii elektrycznej i ciepła, rynki energii elektrycznej oraz gazu.

¹³ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (2009), op. cit.

¹⁴ *Analiza krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji* (2006), (red.) Lewandowski J., Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, http://www.ptez.com.pl/_upload/raport_II_PTEZ_pop_v5.pdf.

Kogeneracja jądrowa w świetle przepisów unijnych – analiza barier prawno-administracyjnych

Wprowadzenie

Niniejszy artykuł stanowi próbę oceny unijnych rozwiązań prawnych w zakresie wsparcia i promocji kogeneracji jądrowej. Przeprowadzona analiza umożliwia zidentyfikowanie czynników leżących u podstaw słabego rozwoju energii skojarzonej, a także przyczyn, które doprowadzają do hamowania inwestycji w tym zakresie.

Celem opracowania jest zatem analiza i ocena uregulowań unijnych dotyczących kogeneracji. Autorka wskazuje, jak uwarunkowania prawno-administracyjne wpływają na ograniczenie rozwoju kogeneracji atomowej na terytorium Unii Europejskiej (UE). Pracę zamykają postulaty *de lege ferenda* i podsumowanie wyводу.

Rozważania należy jednak rozpocząć od gruntownego omówienia tematyki, w szczególności poprzez zdefiniowanie kogeneracji oraz treściwe przywołanie regulacji unijnych wspierających jej rozwój w UE. Zapoznanie się z tłem legislacyjnym jest bowiem niezbędne do zrozumienia poruszanego w tekście zagadnienia.

Kogeneracja, inaczej nazywana również skojarzoną gospodarką energetyczną lub CHP (ang. *Combined Heat and Power*)¹, polega na „równoczesnym wytwarzaniu energii cieplnej i energii elektrycznej i/lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu”². Niewątpliwym plusem energii skojarzonej jest oszczędność energii pierwotnej oraz niskiemisyjność CO₂.

Poza tym technologie kogeneracyjne zapewniają względną stabilność i samodzielność dostaw energii elektrycznej. Ten kierunek rozwoju energetyki wymaga jednak znacznych nakładów finansowych, co powinno być odpowiednio skorelowane z polityką regulacyjną Unii i państw członkowskich.

¹ W niniejszej pracy terminy „kogeneracja”, „energia skojarzona” oraz CHP używane są zamiennie.

² Definicja legalna, zob. art. 3 dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającą dyrektywę 92/42/EWG, Dz.U. L 52 z 21.2.2004. Dalej w tekście jako: dyrektywa 2004/8/WE.

W roku 2004 Unia Europejska przyjęła dyrektywę 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającą dyrektywę 92/42/EWG³. Celem dyrektywy było zwiększenie efektywności energetycznej i polepszenie bezpieczeństwa dostaw energii poprzez promowanie kogeneracji na krajowych rynkach energii.

Unia kontynuuje politykę wspierania działań mogących doprowadzić do wzrostu efektywności energetycznej. Znajduje to wyraz w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE⁴.

Kogeneracja jądrowa polega na wykorzystaniu ciepła produkowanego w reaktorze jądrowym. Jako technologia niskoemisyjna, przyczynia się do obniżenia emisji dwutlenku węgla i zapewnienia podaży energii dla przemysłu. Inicjatywa NC2I-R (ang. *Nuclear Cogeneration Industrial Initiative – Research*)⁵, sponsorowana i popierana przez Euratom⁶, opracowuje projekty specjalistycznych zakładów kogeneracyjnych, tym samym przygotowując UE do urzeczywistnienia koncepcji kogeneracji atomowej.

Problematyka poruszana w niniejszym artykule jest o tyle interesująca, że o kogeneracji (szeroko rozumianej) sporo się mówi, jednakże marginalizuje się w dyskursie politycznym i publicznym potencjał tkwiący w kogeneracji jądrowej. Poruszana kwestia wydaje się szczególnie aktualna z perspektywy trwającej certyfikacji reaktorów wysokotemperaturowych typu HTR (ang. *High Temperature Reactor*) i VHTR (ang. *Very High Temperature Reactor*), które mogą być wykorzystywane w elektrociepłowniach jądrowych. Proces certyfikacji i związanych z tym problemów prawno-administracyjnych nie

³ Ibidem.

⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE L 315/1. Dalej w tekście jako: dyrektywa 2012/27/UE.

⁵ Niewątpliwie warto zaznaczyć, że badania w ramach grupy roboczej NC2I-R prowadzi polskie Narodowe Centrum Badań Jądrowych w Świerku.

⁶ Europejska Wspólnota Energii Atomowej (ang. *European Atomic Energy Community*), dalej w tekście jako: Euratom. Stanowi organizację sprawującą kontrolę i koordynację w zakresie cywilnej gospodarki jądrowej. Jednym z jej celów jest pokojowe wykorzystanie energii atomowej. Funkcjonuje na podstawie Traktatu z 25 marca 1957 roku ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (dalej w tekście jako Traktat Euratom), Traktat Euratom, wersja skonsolidowana (2010), Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg, http://europa.eu/eu-law/decision-making/treaties/pdf/consolidated_version_of_the_treaty_establishing_the_european_atomic_energy_community/consolidated_version_of_the_treaty_establishing_the_european_atomic_energy_community_pl.pdf.

jest jednak przedmiotem prezentowanych tu rozważań, chociaż z całą pewnością zasługuje na merytoryczne zgłębienie.

Materiały i metody

Przedmiotem analizy w niniejszym opracowaniu jest ustawodawstwo unijne regulujące mechanizm kogeneracji (dyrektywa 2004/8/WE oraz dyrektywa 2012/27/UE), rozporządzenie Komisji UE z 17 czerwca 2014 roku (dalej jako: GBER)⁷, a także Traktat Euratom⁸. Niebagatelne znaczenie mają również przepisy prawa międzynarodowego w zakresie certyfikacji nowych technologii energetyki jądrowej.

W dalszej części pracy autorka posiłkowała się przykładami z praktyki Wielkiej Brytanii (kazus elektrowni Hinkley Point C) oraz rządowymi programami wdrożenia kogeneracji w poszczególnych krajach członkowskich (w tym miejscu wyróżnić należy francuski *Final Cogeneration Roadmap*⁹, a także *Politykę energetyczną Polski do 2030 roku*¹⁰).

Cel niniejszego opracowania autorka próbuje osiągnąć za pomocą analizy ustawodawstwa. Dokładna i krytyczna analiza pozwoli na wykazanie barier prawno-administracyjnych, które hamują rozwój kogeneracji jądrowej oraz zaproponowanie postulatów *de lege ferenda*.

Rezultaty

Dyrektywa 2004/8/WE w sprawie efektywności energetycznej powstała wobec wyzwań związanych ze zmianami klimatu i wysoką emisją CO₂, a także w obliczu uzależnienia od importu energii i ograniczeń zasobów energetycznych.

Czy poparcie Unii Europejskiej znajduje przełożenie na rozwój nuklearnej technologii CHP? Autorka wskazuje, że mamy do czynienia z licznymi przeszkodami ad-

⁷ Rozporządzenie Komisji (UE) z 17 czerwca 2014 r. nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER), Dz.U. UE L 187/1. Rozporządzenie to powszechnie zwane jest jako GBER (ang. *General Block Exemption Regulation*).

⁸ Traktat z 25 marca 1957 roku ustanawiający Europejską Wspólnotę Energii Atomowej – Traktat Euratom, wersja skonsolidowana (2010), op. cit.

⁹ *Final Cogeneration Roadmap non pilot Member State: France* (2014), CODE2 (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe), <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE2-D5-1-Roadmap-France-Dec14.pdf>.

¹⁰ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (2009), załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r., Ministerstwo Gospodarki, <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>.

ministracyjno-prawnymi, które utrudniają rozwój kogeneracji nuklearnej. Dla przejrzystości wywodu, autorka zdecydowała się najważniejsze wnioski wypisać w sposób numeryczny.

Po pierwsze, w dyrektywie 2012/27/UE przewidziano możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku modernizacji funkcjonujących instalacji ze względu na nieopłacalność przedsięwzięcia. W dokumencie brak jest systemu wsparcia czy odpowiednich mechanizmów zachęty dedykowanych dużym przedsiębiorstwom (jakimi są instalacje jądrowe). Ponadto również Euratom nie stworzył sprzyjającego środowiska legislacyjnego dla innowacji w zakresie kogeneracji jądrowej. Podnieść należy, że instytucja ta nie ma wystarczająco silnej pozycji w UE, by móc skutecznie stymulować rozwój kogeneracji jądrowej.

Po drugie, należy wspomnieć o niejednorodnych wytycznych Komisji Europejskiej (KE) w zakresie dozwolonej pomocy publicznej. Elektrociepłownia jądrowa jest na tyle kosztowną inwestycją, że trudno ją zrealizować bez wsparcia finansowego ze strony państwa. Skomplikowana procedura notyfikacji pomocy publicznej przez KE jest znaczną barierą dla inwestycji nuklearnych, co jest ukazane w dalszej części pracy na przykładzie Hinkley Point C.

Po trzecie, warto wspomnieć, że opracowano już wysokotemperaturowe technologie dla reaktorów, mogące z powodzeniem pracować w elektrociepłowniach jądrowych. Jednakże ze względu na restrykcyjne wymogi bezpieczeństwa oraz wysokie koszty, proces ich certyfikacji jest w toku. Państwa członkowskie zobowiązane były do wykonania kompleksowej analizy perspektyw kogeneracji w oparciu o uwarunkowania krajowe. Mając na uwadze wyżej wymienione bariery prawno-administracyjne (ale nie tylko), należy podkreślić, że w programach energetycznych Francji i Polski w ogóle nie wyszczególniono potencjału nuklearnego CHP. Jest to wyraźny sygnał, że w najbliższym czasie nie ma co liczyć na rozwijanie kogeneracji jądrowej w Europie.

Dyskusje

Kogeneracja jest instrumentem mającym na celu zwiększenie efektywności energetycznej na obszarze Unii Europejskiej oraz zmniejszanie emisji dwutlenku węgla. Wydawałoby się, że jest to spora szansa dla energetyki jądrowej – poprzez zminimalizowanie CO₂ oraz potencjał dostarczania usługi przemysłowi (istnieją pomysły zasilania całego miasta). Problemem może być lokalizacja potencjalnych elektrociepłowni atomowych: w sporej odległości od miast, co uniemożliwia efektywne przesyłanie

i dystrybucję ciepła. Modernizacja elektrowni na elektrociepłownię atomową jest kosztowna i może być nieopłacalna.

Analizując regulacje unijne oraz unijną strategię energetyczną, okazuje się jednak, że właściwie nie ma w niej miejsca na kogenerację jądrową. Wśród wielu pomniejszych czynników mających wpływ na taki stan rzeczy, w opinii autorki dwa poniżej omówione zasługują na szczególną uwagę.

Ze względu na ograniczenia objętościowe, nie przedstawiono tu procedury certyfikacji wysokotemperaturowych reaktorów typu HTR oraz VHTR. Należy jednak zaznaczyć, że problem z certyfikacją nowych technologii również wpływa na hamowanie rozwoju kogeneracji jądrowej.

Zwolnienie z obowiązku modernizacji i brak mechanizmów zachęty

Motyw 35 dyrektywy 2012/27/UE nakłada na przedsiębiorców energetycznych obowiązek wyposażenia obiektów w wysokosprawne jednostki kogeneracji, w przypadku gdy jest to opłacalne: „Nowe instalacje wytwórcze energii elektrycznej oraz istniejące instalacje poddawane znacznej modernizacji lub takie, których zezwolenie lub koncesja są aktualizowane, powinny – w przypadku gdy analiza kosztów i korzyści wskaże na nadwyżkę korzyści – być wyposażane w wysokosprawne jednostki kogeneracji (...)”¹¹.

Od danego obowiązku istnieje jednak wyjątek, zawarty w kolejnym motywie. Zgodnie z jego brzmieniem: „Może okazać się celowe, by instalacje energetyki jądrowej lub instalacje wytwarzania energii elektrycznej (...) były lokalizowane w miejscach, w których odzyskiwanie ciepła odpadowego za pomocą wysokosprawnej kogeneracji lub poprzez zasilanie sieci ciepłowniczej lub chłodniczej nie jest opłacalne. Dlatego też państwa członkowskie powinny mieć możliwość zwalniania tych instalacji z obowiązku przeprowadzania analizy kosztów i korzyści na potrzeby zamontowania w nich urządzeń umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego za pomocą wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych”¹².

Motyw 36 literalnie wskazuje na możliwość zwolnienia elektrowni atomowej z obowiązku instalacji technologii kogeneracyjnej. Trudno kwestionować dany zapis: jego brak mógłby doprowadzić do problemów finansowych czy kryzysu energetycznego w krajach, w których w bilansie energetycznym atom stanowi wysoki procent udziału.

¹¹ Motyw 35 dyrektywy 2012/27/UE, op. cit.

¹² Motyw 36, ibidem.

Pozytywnie należy odnieść się do możliwości zwolnienia z obowiązku w sytuacji, gdy ekonomicznie jest to nieopłacalne.

Z drugiej strony, zacytowany motyw otwiera pole do nadużyć i ewentualnego omijania prawa, a w dalszej konsekwencji – do braku inwestycji w zakresie kogeneracji jądrowej. Dla zapewnienia równowagi, w dyrektywie powinien znaleźć się odpowiedni „mechanizm zachęty”, który przewidywałby pewne szczególne ulgi, a nawet wsparcie finansowe dla dużych i kosztownych inwestycji, korzystających z technologii skojarzonej produkcji ciepła i mocy.

Zasady udzielenia pomocy publicznej

Pomoc publiczna jest, co do zasady, zakazana państwom członkowskim Unii Europejskiej na podstawie art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu UE. Warunki udzielenia dopuszczalnej pomocy publicznej w UE to: konieczne zachowanie warunku proporcjonalności państwowego wsparcia oraz przyznania dotacji w niezbędnym minimum, niepowodującym nadmiernego obciążenia konsumentów¹³.

Dyrektywa 2012/27/UE wprowadza system wsparcia w ramach zachęty, jednakże jego zakres jest dosyć wąski. Pomoc publiczna dotycząca wyłączeń blokowych – regulowana w rozporządzeniu GBER – daje możliwość jej udzielania bez obowiązku notyfikacji Komisji Europejskiej.

Zgodnie z art. 40 wspomnianego rozporządzenia możliwe jest dofinansowanie w sektorze kogeneracji, między innymi jeżeli pomoc na inwestycje przyznaje się wyłącznie na moce nowo zainstalowane lub odnowione¹⁴, a intensywność pomocy nie przekracza 45% kosztów kwalifikowalnych (czyli dodatkowych niezbędnych kosztów inwestycji)¹⁵. Zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 5 GBER: „Intensywność pomocy można zwiększyć o 20 punktów procentowych w przypadku pomocy na rzecz małych przedsiębiorstw i o 10 punktów procentowych w przypadku pomocy na rzecz średnich przedsiębiorstw”¹⁶.

Z przywołanych powyżej zapisów wynika, że ulga przewidziana przez KE z całą pewnością nie będzie mogła dotyczyć inwestycji jądrowych ze względu na ich ogromne koszty. W praktyce oznacza to, że każda pomoc publiczna wykraczająca poza wsparcie

¹³ Art. 107 ust. 1, Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana), Dz.U. UE C 326/47, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=PL>.

¹⁴ Art. 40 ust. 2, GBER, op. cit.

¹⁵ Art. 40 ust. 5, ibidem.

¹⁶ Ibidem.

inwestycji w dodatkowe wyposażenie niezbędne do instalacji i eksploatacji układu kogeneracji o wysokiej sprawności lub do zwiększenia wydajności istniejącej instalacji, a przy tym przekraczające wskazaną intensywność pomocy – każdorazowo będzie wymagała zgody Komisji.

Zauważyć należy, że wspomaganie sektora energetyki jądrowej w drodze pomocy publicznej jest kwestią kontrowersyjną. Do takich spraw należy wciąż aktualny spór o brytyjską elektrownię Hinkley Point C.

Decyzję Komisji Europejskiej z 8 października 2014 roku, zezwalającą na wdrożenie pomocy publicznej na wybudowanie elektrowni jądrowej Hinkley Point C przez Wielką Brytanię¹⁷, uznać można za przełomową. W opinii przeciwników dotowania energetyki atomowej, Europa powinna koncentrować się na odnawialnych źródłach energii, a nie inwestycjach w atom¹⁸. Mogłoby się wydawać, że decyzja Brukseli w sprawie Hinkley Point C uchyla drzwi kolejnym krajom, które chciałyby starać się o zatwierdzenie planów pomocy publicznej dla energetyki jądrowej.

KE zastrzega jednak, że notyfikacja w sprawie brytyjskiej elektrowni nie stanowi precedensu, a każdy przypadek jest rozpatrywany przez Brukselę odrębnie, bowiem zawsze takie zagadnienia notyfikacji pomocy publicznej rozpatrywane są indywidualnie. Zależą one od takich czynników, jak: warunki rynkowe, skala potrzeb, proporcjonalność udzielonego wsparcia finansowego do ogólnych kosztów całego projektu i jego niezbędność, zapotrzebowanie, które interwencja państwa miałaby zaspokajać. W sprawie Hinkley Point C podnoszono, że na pozytywną decyzję Unii wpływać mogła również sytuacja polityczna (m.in.: decyzja referendalna mieszkańców Wielkiej Brytanii o wystąpieniu z Unii).

Decyzja Komisji może – ale nie musi – być dobrym sygnałem dla dalszych inwestycji w tym zakresie. Należy zaznaczyć, że prace przy elektrowni jeszcze się nie rozpoczęły, a z doniesień medialnych wynika, że instalacja nie powstanie do 2023 roku¹⁹. W świetle unijnego pakietu energetyczno-klimatycznego inicjatywami wspieranymi przez Unię Europejską są przede wszystkim „energie zielone”, dlatego inwestycje w atom nie są uważane są za priorytetowe oraz niezbędne.

¹⁷ Decyzja Komisji (UE) 2015/658 z 8 października 2014 r. w sprawie środka pomocy SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), który Zjednoczone Królestwo planuje wdrożyć w celu wsparcia elektrowni jądrowej Hinkley Point C.

¹⁸ Do przeciwników notyfikowania udzielenia pomocy publicznej należy, między innymi, Connie Hedegard, komisarz ds. klimatu (stan na: październik 2015 r.). przeciwna była też Austria, która zamierza zaskarżyć decyzję KE (Austria zrezygnowała z energii atomowej i jest przeciwna jej rozwojowi na terytorium UE). Więcej na ten temat: Piszczatowska J. (2014), *Europa gotowa dopłacać do atomu?*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/rynek/501-europa-gotowa-wspierac-atom>.

¹⁹ Szczepański M. (2015), *Atomowe opóźnienie na Wyspach*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/atom/954-atomowe-opoznienie-na-wyspach>.

Kolejnym utrudnieniem jest brak jednolitej polityki jądrowej Unii Europejskiej, która utrudnia rozwój tego sektora na swoim terytorium. Odstrasza to potencjalnych inwestorów, szczególnie jeśli bierzemy pod uwagę ogromne koszty oraz ryzyko związane z tym przedsięwzięciem.

Plany państw członkowskich

Konsekwencją wymienionych barier jest brak zainteresowania inwestycjami w zakresie kogeneracji jądrowej. W projektach państw dotyczących perspektyw rozwijania kogeneracji nie ma inwestycji nuklearnych²⁰.

W polskim programie kogeneracji atomowej poświęcono dwa treściwe zdania: „Teoretycznie w kogeneracji możliwe jest także wykorzystanie jako źródła energii paliwa jądrowego, ciepła geotermalnego czy słońca, jednak przy obecnym rozwoju technologii energetycznych i krajowych uwarunkowaniach mają one – z punktu widzenia rozwoju w Polsce tej technologii – znaczenie pomijalnie małe. Stąd w niniejszym opracowaniu dla oceny dostępności paliw dla rozwoju kogeneracji nie zostały one uwzględnione”²¹.

Równie krytyczna okazała się Francja w swoim projekcie rozwoju kogeneracji. Po pierwsze, Paryż zapowiedział zmniejszenie udziału energii atomowej w ogólnym bilansie energetycznym do 50% (przy jednoczesnym wzroście odnawialnych źródeł do 32%)²². Co więcej, w projekcie podano jako barierę niepozwalającą na rozwój CHP właśnie energię atomową, pisząc: „Francuski rynek energii jest przepełniony energią nuklearną, co spowalnia rozwój CHP”²³. W opracowaniu nie bierze się pod uwagę modernizacji istniejących elektrowni atomowych.

Wnioski de lege ferenda

Warto na sam koniec zarysować możliwości, które mogą doprowadzić do rozwoju kogeneracji nuklearnej.

²⁰ Za cieszącą się największym powodzeniem uznać można kogenerację gazową (elektrociepłownie gazowe) czy elektrownie kogeneracyjne współpalające biomasę. Ich zaletą są niższe koszty finansowe oraz krótszy czas wybudowania lub modernizowania.

²¹ Lewandowski J. (2010), *Program rozwoju kogeneracji w Polsce*, Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska, Politechnika Warszawska, Warszawa, http://www.ptez.com.pl/_upload/file/PRwPK_vk7.pdf, s. 30.

²² *Final Cogeneration Roadmap non pilot Member State: France*, op. cit., s. 10.

²³ Tłum. własne autorki. Wersja oryginalna w brzmieniu: „The French energy market is in overcapacity with the nuclear energy, which slows the CHP development”, ibidem, s. 16.

Po pierwsze, należy zapewnić większą rangę polityczną Traktatowi Euratom. Istotną decyzją polityczną byłoby włączenie energetyki jądrowej do polityki energetycznej UE obok innych źródeł niskoemisyjnych. Taki postulat ma umocowanie w literze prawa. Artykuł 1 Traktatu Euratom głosi, że „zadaniem Wspólnoty jest przyczynianie się do podwyższania poziomu życia w państwach członkowskich [...] poprzez ustanowienie warunków niezbędnych do stworzenia i szybkiego rozwoju przemysłu jądrowego”²⁴. Ponadto promowanie kogeneracji nuklearnej powinno znaleźć potwierdzenie w oficjalnym stanowisku Euratomu.

Warto również zastanowić się, jakie zmiany należałoby podjąć celem zwiększenia zainteresowania inwestycjami w kogenerację jądrową. Nie ma wątpliwości, iż rozwój energii skojarzonej związany jest z aktywną polityką państwową. Do proponowanych zmian *de lege ferenda* należy: zapewnienie stosownych mechanizmów wsparcia, odpowiednie taryfy i efektywne procedury administracyjne²⁵.

In fine

W przedstawionym opracowaniu skupiono się na aspektach prawno-administracyjnych. Pamiętać należy, że sprzyjające ustawodawstwo często koresponduje z odpowiednimi decyzjami politycznymi. W sektorze energetyki jądrowej współgrać muszą dwa czynniki. Z jednej strony: stosowna polityka energetyczna państwa, a także współpraca organów krajowych i unijnych. Drugim czynnikiem są właśnie aspekty prawno-administracyjne: odpowiednie „zachęty” w przepisach, a także między innymi: przejrzystość przetargów, jasna procedura certyfikacji i udzielania zezwoleń.

Należy również wskazać, że pozostałymi barierami dla rozwoju kogeneracji jądrowej są te same czynniki, które hamują rozwój energetyki jądrowej. Do nich zaliczyć trzeba: sprzeciw opinii publicznej, brak aprobaty rządu, problemy ekonomiczne, brak infrastruktury lub niewłaściwe warunki naturalne (wulkany, trzęsienia ziemi).

Jak widać, uwydatnione w niniejszym artykule niekorzystne uwarunkowania legislacyjne to zaledwie jeden z wielu czynników hamujących rozwój kogeneracji jądrowej. Konieczne jest stymulowanie rozwoju nuklearnej energii skojarzonej, a do tego potrzebne są odpowiednie decyzje polityczne.

²⁴ Art. 1 Traktatu Euratom, op. cit.

²⁵ Takie jak przyspieszenie procedury uzyskiwania decyzji lokalizacyjnej czy pozwolenia na budowę.

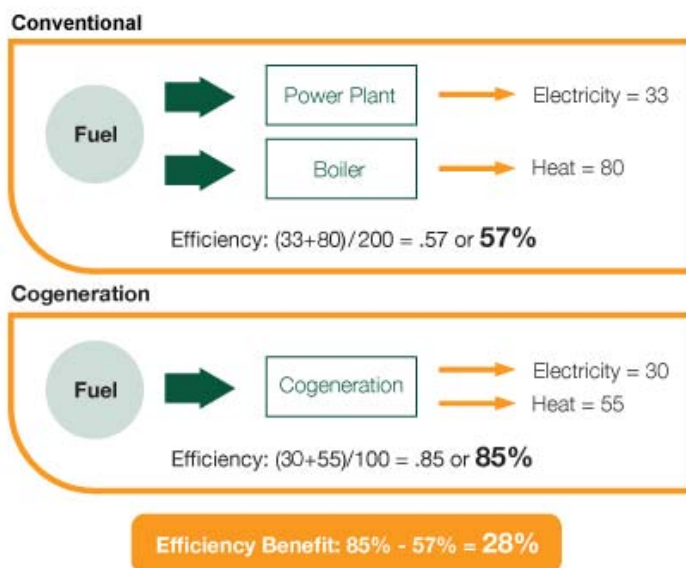
Zaprezentowane opracowanie, koncentrujące się wyłącznie na aspektach prawno-administracyjnych (analizie problemów oraz propozycjach zmian), może być przydatne do dalszej dyskusji o potencjale kogeneracji nuklearnej w szerszym kontekście.

Sonia Auguścik – prawniczka, absolwentka Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, studiowała również na uczelniach w Moskwie i w Kazaniu (Rosja). Zdobywała doświadczenie zawodowe w warszawskich kancelariach prawnych. Aktualnie pracuje w AOT Energy Poland na stanowisku specjalisty ds. prawnych. Zawodowo związana z rynkiem gazu ziemnego.

Próba integracji instalacji oczyszczania spalin w bloku opartym na kogeneracji węglowej z modelem gospodarki o obiegu zamkniętym

Wstęp

Rosnące naciski ze strony Unii Europejskiej związane z wdrożeniem coraz ostrzejszych limitów emisji zanieczyszczeń wraz z dążeniem do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, spowodowały podjęcie działań mających na celu zwiększenie efektywności wytwarzania energii. Jednym z rozwiązań sprzyjającym wzrostowi sprawności wytwarzania energii jest proces kogeneracji, czyli równoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.



Rys. 1. Porównanie idei rozdzielonego i skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Źródło: Cogeneration, SWAY Energy, http://www.swayenergy.ca/solutions_cogeneration.html.

Różnica pomiędzy elektrownią a elektrociepłownią polega na tym, że w tej pierwszej wytwarzana jest tylko energia elektryczna, natomiast ciepło wyprodukowane w procesie jest tracone. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni wynosi około 33%. Sprawność produkcji ciepła w ciepłowni to natomiast 80%. Dokonując synerгии procesów w elektrociepłowni, można osiągnąć sprawność wytwarzania na poziomie 85%, co zwiększa efektywność wytwarzania o około 28%. Warto nadmienić, iż ostatnimi czasy szczególnego znaczenia nabiera proces trójgeneracji, polegający na równoczesnym wytwarzaniu energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu.

Kogeneracja oparta na węglu jako paliwie znacząco wpływa na środowisko, dlatego jest ona uwzględniona w unijnych regulacjach prawnych związanych z ochroną środowiska. Głównym aktem prawnym regulującym wysokość emisji zanieczyszczeń gazowych jest dyrektywa unijna w sprawie emisji przemysłowych (IED)¹, która wprowadza znaczne zaostrożenia dopuszczalnych emisji zanieczyszczeń z dużych obiektów spalania oraz dyrektywa regulująca przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla (ETS)².

Według analiz zawartych w raporcie *Dyrektywa IPCC. Wyzwania dla Polski do 2016 roku*³, obowiązek dotrzymania norm środowiskowych zawartych w dyrektywie IED wymusza na przedsiębiorstwach energetycznych budowę kosztownych instalacji oczyszczania spalin, głównie zastosowania drogiej w eksploatacji instalacji ich mokrej destylacji. Przy aktualnym poziomie rentowności jednostek ciepłowniczych budowa takich instalacji jest ekonomicznie nieopłacalna i będą one musiały zostać zamknięte. Elektrociepłownie charakteryzują się wyższą rentownością oraz są wspierane finansowo poprzez system czerwonych certyfikatów.

Dodatkowo, zapewniając sobie całoroczny odbiór w przypadku produkcji ciepła na potrzeby gospodarstw domowych, pary wodnej na potrzeby innych obiektów przemysłowych oraz chłodu, elektrociepłownia jest w stanie pracować na optymalnym poziomie sprawności przez cały rok.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu poprzez spalanie paliw kopalnych powoduje również powstawanie produktów ubocznych spalania takich jak

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), Dz.U. UE L 334/17.

² Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz.U. UE L 2003.275.32.

³ *Dyrektywa IPCC. Wyzwania dla Polski do 2016 roku. Raport* (2009), Stowarzyszenie na rzecz Efektywności ETA, Instytut im. E. Kwiatkowskiego Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Nowa Energia, Warszawa, <http://www.proinwestycje.pl/sites/default/files/raporty/raportdyrektywaipcc.pdf><http://www.proinwestycje.pl/sites/default/files/raporty/raportdyrektywaipcc.pdf>

popioły, żużel oraz składniki spalin stanowiące zanieczyszczenia powietrza, wśród których wyróżnić można dwutlenek siarki, tlenki azotu, dwutlenek węgla oraz wiele innych.

W zakresie zagospodarowania produktów ubocznych spalania kogeneracyjne jednostki wytwórcze można powiązać z ideą gospodarki w obiegu zamkniętym, która zakłada maksymalizację zużycia produktów i opiera się na odejściu od aktualnie wykorzystywanego linearnego modelu, polegającego na jednokrotnym wykorzystaniu zasobów naturalnych. Komisja Europejska w grudniu 2015 roku przyjęła pakiet legislacyjny mający za zadanie wsparcie transformacji w gospodarkę o obiegu zamkniętym. Jednym z celów przyjętego pakietu jest wsparcie finansowe dla symbiozy przemysłowej polegającej na przemianie produktu ubocznego jednej branży przemysłu w surowiec dla innej gałęzi, gdzie wartość materiałów, zasobów i produktów jest utrzymywana tak długo jak to tylko możliwe, natomiast wytwarzanie odpadów ma zostać ograniczone do minimum. Działania te mają na celu przeobrażenie zarządzania zasobami w gospodarkę zrównoważoną, oszczędną, niskoemisyjną oraz konkurencyjną.

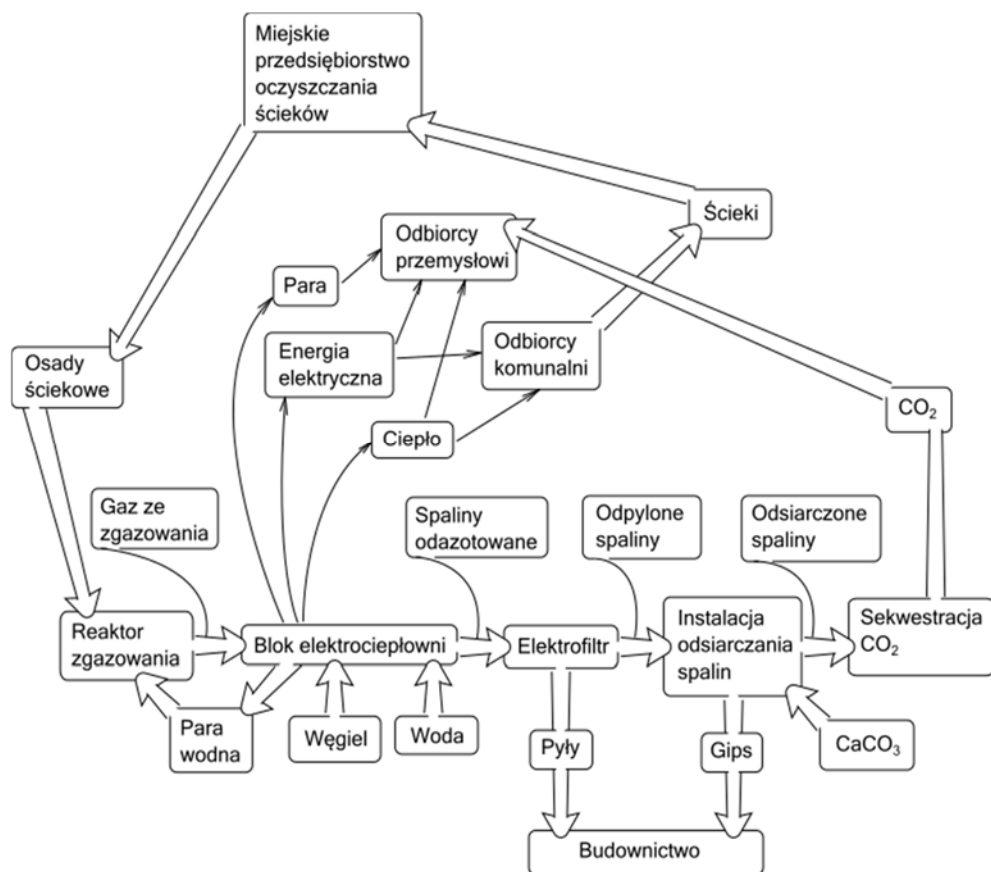
Dzięki wdrożeniu gospodarki o obiegu zamkniętym przedsiębiorstwa należące do Unii Europejskiej uchronią się częściowo od fluktuacji cen zasobów oraz zwiększą bezpieczeństwo kraju, do tego model cyrkulacyjny gospodarki przyczyni się do poszukiwania innowacyjnych rozwiązań wdrożeniowych w przemyśle mających za zadanie zamknięcie obiegu surowców.

Należy zauważyć, że wytwarzanie energii w kogeneracji jako skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła minimalizujące wydobycie surowców oraz maksymalizujące wykorzystanie produktów z bardzo dobrym skutkiem wpisuje się w wyżej wymienione postulaty. Należy jednak mieć na uwadze, że wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji związane jest z obowiązkiem oczyszczania spalin i zagospodarowania ubocznych produktów spalania, które zgodnie z wyżej wymienionymi postulatami powinny również znaleźć swoje miejsce w obiegu cykularnym gospodarki.

Metodyka

W artykule wykorzystano analizę dokumentów, w tym aktów prawnych, raportów oraz wyników badań naukowych, oparta na metodzie PESTEL – uwzględniony został aspekt ekologiczny wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Celem jest określenie możliwości zintegrowania instalacji oczyszczania spalin w elektrociepłowni opalanej węglem z modelem gospodarki o obiegu zamkniętym, w którym produkt z jednej instalacji stanie się substratem w drugiej.

Szczegółowy nacisk został nałożony na możliwości i bariery we wdrożeniu alternatywnych metod oczyszczania spalin z NO_x i CO_2 . Tematyka tekstu dotyczy głównie minimalizacji zanieczyszczeń powietrza – ze względu na to, że kogeneracja ma największy wpływ właśnie na ten element środowiska. Na rysunku 2 przedstawiono poglądowy schemat wdrożenia idei gospodarki w obiegu zamkniętym.



Rys. 2. Schemat ideowy wdrożenia zasad gospodarki o obiegu zamkniętym w bloku opartym na kogeneracji

Źródło: opracowanie własne.

Sposoby redukcji emisji tlenków azotu

Metody ograniczania emisji tlenków azotu podzielić można na pierwotne i wtórne. Te pierwsze opierają się na działaniach bezpośrednio w komorze spalania, natomiast metody wtórne polegają na redukcji powstałych tlenków azotu za kotłem. Ich przykładem może być metoda selektywnej redukcji niekatalitycznej (SNCR) oraz selektywnej redukcji katalitycznej (SCR).

Wysoki koszt inwestycyjny i eksploatacyjny metod wtórnych ogranicza zastosowanie metody SCR w energetyce konwencjonalnej, dlatego częściej stosuje się metodę SNCR, wstrzykując do komory spalania reagent – najczęściej amoniak lub mocznik w odpowiednim oknie temperaturowym (800°C-1200°C). Skuteczność metody SNCR waha się w przedziale 65-75%⁴. SNCR i SCR zostały zakwalifikowane jako najlepsze dostępne techniki dla dużych obiektów spalania⁵.

Alternatywną metodą redukcji tlenków azotu, a zarazem przykładem metody pierwotnej, jest proces reburningu, polegający na doprowadzeniu nad strefę płomienia w kotle opalany paliwem węglowym paliwa dodatkowego, co powoduje utworzenie się strefy redukcyjnej, powstanie rodników węglowodorowych i redukcję tlenków azotu do azotu atmosferycznego. Za strefą redukcyjną, w celu dopalenia produktów niezupełnego spalania, doprowadza się powietrze dopalające.

W odniesieniu do ciepłowni i gospodarki o obiegu zamkniętym opcją wartą rozważenia jest zagospodarowanie osadów ściekowych poprzez ich zgazowanie, a następnie wykorzystanie otrzymanego gazu w procesie reburningu. Szacuje się, że w Polsce w roku 2015 zostało wyprodukowanych 642,4 tys. ton suchej masy osadów ściekowych, z czego dominującym sposobem ich wykorzystania było składowanie oraz wykorzystanie przyrodnicze⁶.

Komunalne osady ściekowe ze względu na swój skład i możliwą zawartość metali ciężkich bardzo często nie mogą zostać wykorzystane rolniczo, natomiast nowe regulacje unijne⁷ wprowadziły zakaz składowania osadów ściekowych o cieple spalania powyżej 6 MJ/kg na składowiskach. Biorąc pod uwagę podejście gospodarki o obiegu zamkniętym oraz cele Unii Europejskiej w tym zakresie takie jak: osiągnięcie recyklingu

⁴ *Air Pollution Control Technology Fact Sheet*, U.S. Environmental Protection Agency, <https://www3.epa.gov/ttn/catc1/dir1/fsnscr.pdf>.

⁵ *Best Available Techniques, Reference Document for the Large Combustion Plants*, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (2015), The European Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Bureau, Sevilla.

⁶ *Krajowy Plan Gospodarki Odpadami 2014* (2010), Ministerstwo Ochrony Środowiska, Warszawa.

⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy, Dz.U. UE L 312/3.

komunalnych odpadów o 65% do roku 2030 oraz redukcję objętości składowisk, osady ściekowe mogą zostać wykorzystane po zgazowaniu jako paliwo dodatkowe wykorzystane w blokach kogeneracyjnych w celu redukcji powstawania tlenków azotu⁸.

Aktualnie nie wykorzystuje się metody reburningu gazem ze zgazowania na skalę przemysłową, prowadzone są jednak badania w skali laboratoryjnej oraz badania z wykorzystaniem programów komputerowych⁹. Wyniki badań numerycznych sugerują, że w przypadku zastosowania pary wodnej jako czynnika zgazowującego oraz przy stosunku nadmiaru powietrza wynoszącego $\lambda=1,1$ możliwe jest osiągnięcie redukcji tlenków azotu rzędu 70%. Jednak tak jak wspomniano wcześniej, badania nie zostały potwierdzone eksperymentalnie i istnieje potrzeba ich kontynuowania i wdrożenia w szerszym zakresie.

Sposoby redukcji emisji tlenków siarki

W stosunku do metod odsiarczania spalin stosuje się podział ze względu na użyteczność produktu oraz na warunki realizacji procesu.

Najczęstszym sposobem odsiarczania spalin w polskiej energetyce jest metoda mokra odsiarczania spalin wykorzystująca związki wapnia (między innymi CaCO_3) do absorpcji zanieczyszczeń, która charakteryzuje się sprawnością redukcji do 95%. W trakcie procesu spaliny zraszane są mieszaniną wody z reagentem, co powoduje powstanie siarczanu wapnia oraz znaczne ochłodzenie spalin, wymuszając ich podgrzew przed odprowadzeniem do komina.

Produktem ubocznym procesu jest produkcja gipsu syntetycznego, który może być wykorzystany w przemyśle budowlanym, między innymi do produkcji płyt gipsowo-kartonowych. Zaletą gipsu syntetycznego jest wąska granica zmienności składu chemicznego i wilgoci, co powoduje, że spełnia on wymagania jakościowe.

Mokra metoda odsiarczania spalin jest stosowana na szeroką skalę i została zakwalifikowana jako najlepsza dostępna technika odsiarczania spalin według dokumentów referencyjnych dla dużych instalacji spalania.

⁸ *Closing the loop – An EU action plan for the Circular Economy* (2016), http://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index_en.htm.

⁹ Kubicka S., Werle S. (2012), *Influence of the gasification agent type on the combustible fraction of sewage sludge gasification process and effectiveness of NO_x emission reduction*, "Archives of Waste Management and Environmental Protection" No. 3.

Sposoby redukcji emisji dwutlenku węgla

Wśród metod ograniczania emisji CO₂ z bloków węglowych najbardziej popularną jest podnoszenie ich sprawności, co przyczynia się do zmniejszania wykorzystania paliwa i bezpośrednio wpływa na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. Podnoszenie sprawności bloków jest podejściem do minimalizacji zanieczyszczeń nazywanym „zmniejszeniem emisji u źródła”. Wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu podnoszące sprawność wytwarzania, a co za tym idzie powodujące minimalizację zużycia paliwa jest najlepszym przykładem tego rozwiązania.

Kolejną grupą metod ograniczenia zanieczyszczeń gazowych są metody redukcji substancji na wylocie do środowiska nazywanym „rozwiązaniem końca rury”. Do tej grupy rozwiązań należy metoda sekwestracji dwutlenku węgla, zwana również CCS, która polega na wychwytywaniu dwutlenku węgla ze spalin, a następnie na jego przetransportowaniu na miejsce składowania, gdzie zostaje wtłoczony w formy geologiczne jak na przykład wyczerpane pola naftowe lub zbiorniki solankowe, dzięki czemu nie ma możliwości ucieczki.

Z punktu widzenia gospodarki w obiegu zamkniętym składowanie CO₂ jest marnotrawstwem zasobów, dlatego wartą uwagi jest metoda *Carbon Capture and Usage* – CCU, polegająca na wykorzystaniu wyekstrahowanego dwutlenku węgla w odrębnym procesie produkcyjnym.

Schwyty CO₂ może być użyty między innymi do produkcji alg. Algi charakteryzują się wysoką wydajnością wzrostu oraz mogą być hodowane na terenach, które nie nadają się do produkcji rolnej. Wykorzystanie spalin jako nawozu zawierającego CO może znacznie przyczynić się do wzrostu alg, jednocześnie wspierając trwałą utylizację dwutlenku węgla. Wyhodowane algi mogą być następnie zastosowane do produkcji biopaliw lub ich gaz może zostać wykorzystany w procesie reburningu do odazotowania spalin. Należy jednak zaznaczyć, że hodowla alg z wykorzystaniem wyekstrahowanego CO₂ jest nadal w fazie rozwoju i potrzebne są dalsze badania w celu jej wdrożenia i komercjalizacji¹⁰.

¹⁰ *Carbon Capture and Utilisation in the green economy, Using CO₂ to manufacture fuel, chemicals and materials* (2011), The Centre for Low Carbon Futures, Birmingham.

Sposoby redukcji zanieczyszczeń pyłowych

Usuwanie produktów stałych powstających podczas procesu spalania jest niezmiernie istotne głównie ze względu na właściwości adsorpcyjne pyłów – adsorpcję na ich powierzchni takich zanieczyszczeń jak metale ciężkie czy wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne. Według danych zawartych w *Roczniku statystycznym Ochrona Środowiska 2015* (2015), w roku 2014 wyprodukowano w Polsce 3,8 mln ton popiołów lotnych z węgla oraz 3,2 mln ton mieszanin popiołów i odpadów z instalacji wapniowych odsiarczania spalin¹¹.

Redukcja zawartości popiołów ze strumienia objętościowego spalin polega na zastosowaniu elektrofiltrów, filtrów workowych lub cyklonów, z czego w krajowej energetyce najczęściej wykorzystywane są elektrofiltry, których sprawność wynosi 99%. Zarówno elektrofiltry, jak i filtry tkaninowe znajdują się w dokumentach referencyjnych dotyczących zastosowania najlepszej dostępnej technologii dla dużych obiektów spalania¹².

Elektrofiltry działają na zasadzie wytworzenia pola elektrostatycznego na cząstki pyłu zawieszonego w spalinach wylotowych z komory spalania. Na elektrofiltr składają się dwie elektrody: ulotowa i zbiorcza. Elektroda ulotowa jest naładowana ujemnie i ma kształt cienkich prętów. Elektroda emisyjna, zwana również zbiorczą, ma kształt płyt i jest naładowana dodatnio. Wskutek przyłożenia wysokiego napięcia do elektrod emisyjnych następuje wydzielanie się elektronów poruszających się w kierunku elektrod zbiorczych. W trakcie przemieszczania się elektronów ku elektrodom zbiorczym następuje wytrącenie elektronów z cząstek gazu oraz ich ujemne naładowanie. Ujemnie naładowane cząstki gazu przekazują na dalszym etapie ładunek ziarnom pyłu zawieszonego w spalinach, które zostają następnie przyciągane do elektrod zbiorczych, osadzają się na nich i rozładowują. Dzięki wytrząsaniu elektrod zbiorczych ziarna pyłu pod wpływem grawitacji opadają na dno elektrofiltru. Oczyszczone spaliny są natomiast kierowane do górnej części elektrofiltru i poddawane ewentualnie dalszym procesom oczyszczania¹³.

W skład popiołów wchodzi między innymi tlenki krzemu, glinu bądź żelaza. W zależności od składu popioły z elektrofiltrów mogą być wykorzystane do utwardzania gruntów i dróg, budowy dróg, produkcji klinkieru, betonu i jako dodatek do cementu.

¹¹ *Rocznik statystyczny Ochrona Środowiska 2015* (2015), Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.

¹² *Best Available Techniques Reference Document for the Large Combustion Plants*, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (2015), op. cit.

¹³ Baj W. (2004), *Technologie radiacyjne w ochronie środowiska (usuwanie zanieczyszczeń gazów, pomiar zapylenia, zanieczyszczeń materiałów, itp.)*, Politechnika Warszawska, Warszawa.

Rezultaty

Wdrożenie idei gospodarki o obiegu zamkniętym niesie ze sobą szereg możliwości, ale i barier. Niniejszej analizie poddane zostały jedynie te z nich, które odnoszą się do instalacji oczyszczania spalin. Biorąc pod uwagę specyfikę procesu kogeneracji, to właśnie zanieczyszczenie powietrza jest najważniejszym zagrożeniem środowiskowym.

Tab. 1. Możliwości i bariery wdrożenia poszczególnych metod oczyszczania spalin z jednostek kogeneracyjnych opartych na węglu

Rodzaj zanieczyszczenia	Efekt środowiskowy	Rodzaj metody oczyszczania spalin	Możliwości	Barieri
SO ₂	Kwaśne deszcze	Mokra metoda oczyszczania spalin	- wysoka sprawność odsiarczania spalin, - możliwość sprzedaży produktu ubocznego procesu – gipsu.	- duże zapotrzebowanie na wodę i elektryczność, - konieczność zastosowania sorbentów wapniowych.
NO _x	Kwaśne deszcze, smog fotochemiczny	Reburning	- utylizacja osadów ściekowych stanowiąca alternatywę dla ich składowania, - sprawność teoretyczna odazotowania – 70%, - w przypadku zgazowania osadów ściekowych parą wodną możliwość wykorzystania pary technologicznej z upustu ciepłowniczego.	- brak wdrożenia metody reburningu gazem ze zgazowania osadem ściekowym w większej skali, - potrzeba rozwoju badań, - w skali laboratoryjnej: zwiększenie udziału CO w spalinach.
Pyły	Negatywne oddziaływanie na zdrowie ludzkie (choroby układu oddechowego, krążenia)	Elektrofiltr	- dobra jakość spalin oczyszczonych, - wysoka sprawność odpylania, - niskie koszty eksploatacji, - niski opór przepływu spalin.	- wysoki koszt inwestycji, - duże zapotrzebowanie na powierzchnię, - wrażliwość na zmiany charakterystyki spalin.
CO ₂	Globalne ocieplenie	CCU – produkcja glonów	- wykorzystanie CO₂ zmniejszające ubytek sprawności wytwarzania energii przy zastosowaniu CCS, - konkurencyjne źródło biopaliwa, - możliwość bezpośredniego wykorzystania spalin, - możliwość trwałej utylizacji CO₂.	- brak wdrożenia w większej skali, - potrzeba rozwoju i dalszych badań, - wrażliwość na zanieczyszczenia i pH, - kosztowna hodowla, potrzeba dużej powierzchni i dużego nasłonecznienia, - duże zapotrzebowanie na energię dla bioreaktorów.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Air Pollution Control Technology Fact Sheet*, op. cit; Kubicka S., Werle S. (2012), *Influence of the gasification agent type on the combustible fraction of sewage sludge gasification process and effectiveness of NO_x emission reduction*, op. cit; *Carbon Capture and Utilisation in the green economy, Using CO₂ to manufacture fuel, chemicals and materials* (2011), op. cit; Baj W. (2004), *Technologie radiacyjne w ochronie środowiska (usuwanie zanieczyszczeń gazów, pomiar zapylenia, zanieczyszczeń materiałów, itp.)*, op. cit.

Wnioski

Polski sektor energetyczny stoi przed wieloma wyzwaniami pod względem środowiskowym, politycznym oraz ekonomicznym. Transformacja całej gospodarki z linearnej w gospodarkę o obiegu zamkniętym może być jedną z szans sektora energetycznego na zmniejszenie zużycia zasobów, wpływu na środowisko, jak również zwiększenie jego innowacyjności i konkurencyjności.

W artykule zanalizowano jedynie możliwości i bariery związane z integracją instalacji oczyszczania spalin w konwencjonalnej elektrociepłowni. Należy jednak pamiętać, że aby w pełni określić zasadność decyzji mających na celu podjęcie działań zmierzających do wdrożenia gospodarki w obiegu zamkniętym należy uwzględnić myślenie z perspektywy ekologicznego cyklu życia procesu kogeneracji, tj. określenia potencjalnych zagrożeń środowiskowych na każdym etapie produkcji procesu od wydobycia węgla do zagospodarowania odpadów oraz uwzględnić konieczność wydobycia surowców na cele budowy jednostek kogeneracyjnych i transportu surowców. Podejście z perspektywy oceny cyklu życia pozwala na identyfikację procesów mających największy wpływ na poszczególny komponent środowiska, co z kolei pozwala wdrożyć działania redukujące negatywny wpływ na środowisko.

Sylvia Kubicka – mgr inż. ochrony środowiska ze specjalizacją w energetyce. Reprezentantka Polski podczas międzynarodowego kursu *Green Industry Pathways Towards Inclusive and Sustainable Industrial Development* organizowanego przez UNIDO. Audytor wewnętrzny systemu zarządzania środowiskowego wg ISO 14001, członek Institute of Environmental Management and Assessment (IEMA) oraz członek zarządu oddziału śląskiego stowarzyszenia Polski Ruch Czystszej Produkcji.

Zainteresowania naukowe autorki obejmują metody redukcji wpływu na środowisko sektora energetycznego oraz systemy zarządzania środowiskowego wraz z ekologiczną oceną cyklu życia (LCA).

Bibliografia

- ACER w swojej opinii przyznał rację polskiemu regulatorowi* (2015), URE, <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/6260,ACER-w-swojej-opinii-przyznał-rację-polskiemu-regulatorowi.html?search=172>
- Air Pollution Control Technology Fact Sheet*, U.S. Environmental Protection Agency, <https://www3.epa.gov/ttnatc1/dir1/fsncr.pdf>
- Analiza krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji* (2006), (red.) Lewandowski J., Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, http://www.ptez.com.pl/_upload/raport_II_PTEZ_pop_v5.pdf
- Annex to Commission Delegated Regulation (EU) amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf
- Austria nie zgadza się na alokację zdolności przesyłowych na granicy z Niemcami* (2016), portal cire.pl, <http://www.cire.pl/item,124090,1,0,0,0,0,austria-nie-zgadza-sie-na-alokację-zdolności-przesyłowych-na-granicy-z-niemcami.html>
- Badyda K., Miller A. (2014), *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*, Wydawnictwo KAPRINT, Lublin
- Baj W. (2004), *Technologie radiacyjne w ochronie środowiska (usunięcie zanieczyszczeń gazów, pomiar zapylenia, zanieczyszczeń materiałów itp.)*, Politechnika Warszawska, Warszawa
- Bańkowski T., Żmijewski K. (2012), *Analiza możliwości i zasadności wprowadzenia mechanizmów wsparcia gazowych mikroinstalacji kogeneracyjnych*, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, Warszawa
- Bartkowiak Ł. (2010), *Podmiotowość prawnomiędzynarodowa Wspólnoty Europejskiej oraz Unii Europejskiej*, „Przegląd Zachodni” nr 1
- Best Available Techniques Reference Document for the Large Combustion Plants*, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (2015), The European Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Bureau, Sevilla
- Brak wdrożenia opinii ACER* (2016), <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/wspolpraca-miedzynarod/6409,Brak-wdrozenia-opinii-ACER.html>
- Brooks F.J., *GE Gas Turbine Performance Characteristics*, GE Power Systems, Schenectady, <http://www.up.farsscript.ir/uploads/13316846411.pdf>

- Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli*, portal PGNiG Termika, <http://termika.pgnig.pl/kogeneracja-gazowa/najwazniejsze-projekty/blok-gazowo-parowy/>
- Budowane i planowane elektrownie*, portal cire.pl, <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html>
- Buńczyk A. (2015), *Energetyka ciepła w liczbach – 2014*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/6246,2014.html>
- Buzz HD (2016), *Transporting a wind turbine blade 73.5 meters long with a roundabout (Denmark)*, https://www.youtube.com/watch?v=76C_ihPE8CY
- Carbon Capture and Utilisation in the green economy, Using CO₂ to manufacture fuel, chemicals and materials* (2011), The Centre for Low Carbon Futures, Birmingham
- Cengel Y., Cimbala J. (2013), *Fluid Mechanics Fundamentals and Applications*, third ed., McGraw-Hill Higher Education, Columbus
- Central and South Eastern Europe Gas Connectivity*, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/central-and-south-eastern-europe-gas-connectivity>
- Closing the loop – An EU action plan for the Circular Economy* (2016), http://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index_en.htm
- CO₂ electricity per kWh*, portal Europejskiej Agencji Środowiska – eea.europa.eu, zakładka Data and maps, http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/co2-electricity-g-per-kwh/co2-per-electricity-kwh-fig-1_2010_qa.xls
- Cogeneration and District Energy. Sustainable energy technologies for today ... and tomorrow* (2009), International Energy Agency, Paris, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CHPbrochure09.pdf>
- Cogeneration*, SWAY Energy, http://www.swayenergy.ca/solutions_cogeneration.html
- Combined Heat and Power. Evaluating the benefits of greater global investment* (2008), The International Energy Agency Development, Paris, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf
- Commission Staff Working Document European Union Strategy for the Baltic Sea Region ACTION PLAN {COM(2009) 248}, SWD(2015) 177 final, http://ewt.pomorskie.eu/documents/255821/366047/Action_Plan_September_2015/e5668142-8183-4527-a659-ac1d24caff1a
- Dąbrowski T., Groszkowski J., Sadecki A., Łoskot-Strachota A. (2015), *Europa Środkowa i Południowo-Wschodnia wobec projektu Nord Stream 2*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2015-10-14/europa-srodkowa-i-poludniowo-wschodnia-wobec-projektu-nord-stream-2>

- Decyzja Komisji (UE) 2015/658 z 8 października 2014 r. w sprawie środka pomocy SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), który Zjednoczone Królestwo planuje wdrożyć w celu wsparcia elektrowni jądrowej Hinkley Point C
- Decyzja nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE, Dz.U. UE L 06.262.1
- Derski B. (2016), *Dobre i złe strony ustawy antywiatrakowej*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/oze/1413-dobre-i-zle-strony-ustawy-antywiatrakowej>
- Dokument roboczy służb Komisji uzupełniający Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący Strategii Unii Europejskiej dla regionu Morza Bałtyckiego, SEC(2009) 712/2, http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docoffic/official/communic/baltic/action0520102010_pl.doc
- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz.U. UE L 2003.275.32
- Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz.U. L 52
- Dyrektywa IPCC. Wyzwania dla Polski do 2016 roku. Raport* (2009), Stowarzyszenie na rzecz Efektywności ETA, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Nowa Energia, Warszawa, <http://www.proinwestycje.pl/sites/default/files/raporty/raportdyrektywaipcc.pdf>
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy, Dz.U. UE L 312/3
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dz.U. UE L 140/63
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE L 211/55
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE L 09.211.94

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. UE L 153/13
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), Dz.U. UE L 334/17
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE L 315/1
- Energetyka ciepła w liczbach w 2014 roku* (2015), Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/6246,2014.html>
- Energia*, portal Unii Europejskiej, zakładka Topics, podstrona Energy, http://europa.eu/pol/ener/index_pl.htm
- Explanatory document to all TSOs' proposal for Capacity Calculation Regions (CCRs) in accordance with Article 15(1) of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (2015), ENTSO-E, 29 October, Brussels
- Figat K. (2011), *Kogeneracja – optymalizacja doboru technologii szansą rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego*, „Instal” nr 10, <http://cire.pl/pliki/2/figat.pdf>
- Final Cogeneration Roadmap non pilot Member State: France* (2014), Cogeneration Observatory and Dissemination Europe (CODE2), <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE2-D5-1-Roadmap-France-Dec14.pdf>
- Gawlikowska A., Gruszczyński W., Nowak Z. (2016), *Pakiet gazowy: kolejny etap starań o wzmocnienie odporności energetycznej UE*, „Biuletyn PISM” nr 9 (1359), https://www.pism.pl/files/?id_plik=21337
- Gazociąg Bałtycki/ Baltic Pipe*, strona internetowa Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltyckibaltic-pipe/>
- Gephart M., Tesnière L., Klessmann C. (2015), *Driving regional cooperation forward in the 2030 renewable energy framework*, Heinrich-Böll-Stiftung, European Union, Ecofys, https://eu.boell.org/sites/default/files/hbfecofys_regional_cooperation.pdf
- Groth T., Scholtens B. (2016), *A comparison of cost-benefit analysis of biomass and natural gas CHP projects in Denmark and the Netherlands*, “Renewable Energy” Vol. 86
- Grupa Kapitałowa PKN ORLEN* (2014), http://www.orlen.pl/PL/RelacjeInwestorskie/Documents/Company_overview_PL_1Q14.pdf

- Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects* (2014), European Commission, Brussels, http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf
- IEO (2016), *Plan Morawieckiego stawia na OZE. A co z węglem?*, portal OdnawialneZrodlaEnergii.pl, <http://odnawialnezrodlaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/2588-plan-morawieckiego-stawia-na-oze-a-co-z-weglem>
- Informacja o wynikach kontroli *Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami* (2014), LKR-4101-007-00/2014, nr ewid. 177/2014/P/14/086/LKR, Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,7764,vp,9732.pdf>
- Jong J. de, Groot K. (2013), *A regional EU Energy Policy?*, CIEP Paper No. 2013/06, Clingendael International Energy Programme, Hague
- Karmiński J., Rozkosz G. (2014), *Zasadność wsparcia kogeneracji*, „Energetyka” październik
- KE: *regionalny bałtycki rynek energii* (2015), portal OZE.pl, <http://www.oze.pl/energia-wiatrowa/ke-regionalny-baltycki-rynek-energii,2549.html>
- Kogeneracja i produkcja energii elektrycznej*, strona internetowa EC Olsztyn, http://www.ec.olsztyn.pl/technologie_noweg_zrodla/kogeneracja
- Komentarz PSE do publikacji Forum Analiz Energetycznych FAE dotyczących niedoboru mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu 2015 r.* (2015), Polskie Sieci Elektroenergetyczne, <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=2596>
- Komunikat dotyczący emisji dwutlenku węgla przypadającej na 1 MWh energii elektrycznej* (2014), Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Warszawa, <http://www.kobize.pl/pl/article/2014/id/569/komunikat-dotyczacy-emisji-dwutlenku-wegla-przypadajacej-na-1-mwh-energii-elektrycznej>
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów *Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii*, COM(2015) 340 final, <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PL/1-2015-340-PL-F1-1.PDF>
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów *Postępy na drodze do ukończenia tworzenia wewnętrznego rynku energii*, COM(2014) 634 final, <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/PL/1-2014-634-PL-F1-1.Pdf>
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Stan unii energetycznej w 2015 r.*, COM(2015) 572 final, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PL/1-2015-572-PL-F1-1.PDF>

- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu* (2015), COM/2015/080 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080&from=PL>
- Korytarz Północ-Południe, strona internetowa Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/korytarz-polnoc-poludnie>
- Krajowy Plan Gospodarki Odpadami 2014 (2010), Ministerstwo Ochrony Środowiska, Warszawa
- Kraszewski A. (2013), BAT – najważniejszy mechanizm dyrektywy IED, prezentacja na Seminarium Power Meetings, Warszawa, 17 października
- Kubicka S., Werle S. (2012), *Influence of the gasification agent type on the combustible fraction of sewage sludge gasification process and effectiveness of NO_x emission reduction*, “Archives of Waste Management and Environmental Protection” No. 3
- Lewandowski J. (2010), *Program rozwoju kogeneracji w Polsce*, Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska, Politechnika Warszawska, Warszawa, http://www.ptez.com.pl/_upload/file/PRwPK_vk7.pdf
- Łuba P., Wardak-Bielenis J., Bossche I. van den (2012), *Rynek ciepła w Polsce*, PwC Polska Sp. z o.o., Warszawa, https://www.pwc.pl/pl/publikacje/assets/raport_rynek_ciepła_w_polsce_2012.pdf
- Łucki Z., Misiak W. (2010), *Energetyka a społeczeństwo. Aspekty socjologiczne*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa
- M. Morawiecki: Nie stać nas jak Niemców na ogromną promocję OZE (2016), portal REO.pl, <http://www.reo.pl/wiadomosci/m-morawiecki-nie-stac-nas-jak-niemcow-na-ogromna-promocje-oze-8dOTC5>
- Majchrzak H., Purchała K. (2012), *Przepływy nieplanowe i ich wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego*, „Elektroenergetyka” nr 3-4
- Majchrzak H., Purchała K., Sikorski T., Tomasik G. (2012), *Krajowy rynek energii elektrycznej jako element zintegrowanego rynku europejskiego od Lizbony po Helsinki*, „Elektroenergetyka” nr 1-2 (11-12)
- Malinowski D. (2016), *South Stream nie umarł. Prace nad gazociągiem znów ruszą*, WNP, http://gazownictwo.wnp.pl/south-stream-nie-umarl-prace-nad-gazociagiem-znow-rusza,265000_1_0_0.html

- Małopolska M., Zarębska K. (2008), *Problematyka emisji dwutlenku węgla w Polsce*, „Gospodarka surowcami mineralnymi” tom 24, zeszyt 3/3
- Matczak P. (1996), *Społeczne uwarunkowania eliminacji syndromu NIMBY*, w: *Podmiotowość społeczności lokalnej*, (red.) Cichocki R., Wydawnictwo MEDIA-G.T., Poznań, <http://www.staff.amu.edu.pl/~matczak/images/spo%B3eczne%20uwarunkowania%20eliminacji%20syndromu%20nimby.pdf>
- Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego*, portal Polskich Sieci Energetycznych SA – pse.pl, zakładka Obszary działalności, podstrona Krajowy System Elektroenergetyczny
- Ministerstwo Gospodarki: Zużycie gazu w Polsce będzie rośło* (2015), Serwis informacyjny państwowej służby geologicznej, <http://infolupki.pgi.gov.pl/pl/aktualnosci/ministerstwo-gospodarki-zuzycie-gazu-w-polsce-bedzie-rosl>
- Morris C., Pehnt M. (2012/2015), 9 – *Słowniczek. Niemiecka transformacja energetyczna. Przyszłość oparta na odnawialnych źródłach energii*, Inicjatywa Fundacji im. Heinricha Bölla, Warszawa, http://energytransition.de/wp-content/themes/boell/pdf/pl/German-Energy-Transition_pl_S%C5%82owniczek.pdf
- Motowidlak T. (2010), *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź
- Motowidlak T. (2014), *Rozwój rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” luty
- Nieciowski K., Kistowski M. (2008), *Uwarunkowania i perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej na przykładzie strefy pobrzeży i wód przybrzeżnych województwa pomorskiego*, Uniwersytet Gdański, Gdańsk, http://www.kgfiks.oig.ug.edu.pl/mk/kistowski_b_2_4.pdf
- Niedokos J. (2006), *Ciepłownictwo sieciowe warunkiem rozwoju kogeneracji*, „Rynek Energii” nr 5
- nikodem (2016), *Niedługo poznamy założenia projektu kolejnej nowelizacji ustawy o OZE*, portal OdnawialneZrodlaEnergii.pl, <http://odnawialnezrodlaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/2653-niedlugo-poznamy-zalozenia-projektu-kolejnej-nowelizacji-ustawy-o-oze>
- Obwieszczenie ministra energii z 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej (2016), MP 11 kwietnia, poz. 350, <http://www.monitorpolski.gov.pl/MP/2016/350/M2016000035001.pdf>
- Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2015 of September 23* (2015), ACER, http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf

- Pakiet dotyczący Unii Energetycznej. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu*, COM(2015) 80 final, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0007.02/DOC_1&format=PDF
- Paryska konferencja klimatyczna, 30.11–12.12.2015*, portal Rady Europejskiej, <http://www.consilium.europa.eu/pl/meetings/international-summit/2015/11/30/>
- Peacocke C. (2008), *Biomass Gasification and Biomass CHP. Lecture 1*, Conversion And Resource Evaluation Ltd., Belfast, http://gse.cat.org.uk/downloads/biomass_chp1.pdf
- Pieniniemi K. (2013), *Small-scale biomass gasification – Challenges and opportunities?*, Centria University of Applied Sciences, Ylivieska, <http://materialweek.fi/file/Kokkola-Material-Week-2013-BioKokkola-Kari-Pieniniemi-Small-scale-Biomass-Gasification-Challenges-and-Opportunities.pdf>
- Piszczałowska J. (2014), *Europa gotowa dopłacać do atomu?*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/rynek/501-europa-gotowa-wspierac-atom>
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (2009), załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r., Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>
- Postanowienie Prezesa Sądu z dnia 4 grudnia 2015 r. – E-control/ACER (Sprawa T-671/15 R), Dz.U. UE C 48/51
- Poszukiwanie i wydobywanie*, portal PGNiG, <http://www.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/poszukiwanie-i-wydobywanie>
- Poziom akceptacji społecznej dla farm wiatrowych* (2012), Veolia Environnement, Millward-Brown, Warszawa, http://eolfi.pl/downloads_documents/Raport%20-%20Społeczna%20akceptacja%20dla%20farm%20wiatrowych%20-%20wyniki%20badan.pdf
- Pronińska K. (2013), *Wpływ współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej na regionalne bezpieczeństwo energetyczne i politykę energetyczną UE*, „Zeszyty Natolińskie” nr 51
- Prosument – dofinansowanie mikroinstalacji OZE*, strona internetowa Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, <https://www.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/>
- Puka L., Szulecki K. (2014), *Beyond the “Grid-Lock” in Electricity Interconnectors: The case of Germany and Poland*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin

- Purchała K. (2015), *Największe wyzwania w procesie budowy rynku energii UE*, PSE S.A., Warszawa, http://pliki.psew.pl/WEW/WEW2015_3_Konrad%20Purcha%C5%82a_PSE_PL.pdf
- Ranger Jesse (2015), *5 Wind Turbine Fails*, <https://www.youtube.com/watch?v=rxlHcSRdbjg>
- Raport CIRE: Zarobki i praca w energetyce* (2011), portal cire.pl, <http://www.cire.pl/item,52711,2,0,0,0,0,raport-cire-zarobki-i-praca-w-energetyce.html>
- Regulski B. (2016), *Przyszłość ciepłownictwa systemowego w Polsce*, prezentacja – Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Olsztyn, 22 lutego
- Renewable energy directive*, portal Komisji Europejskiej, <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>
- Robinson Th. (2015), *Securing the future of Turkish Stream*, portal Interfax, <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/15215/securing-the-future-of-turkish-stream>
- Rocznik statystyczny Ochrona Środowiska 2015* (2015), Główny Urząd Statystyczny, Warszawa
- Rosja nie przedłuży kontraktu z Ukrainą na tranzyt gazu do Europy* (2015), Polskie Radio, <http://www.polskieradio.pl/42/273/Artykul/1419560,Rosja-nie-przedluzy-kontraktu-z-Ukraina-na-tranzyt-gazu-do-Europy>
- Rozporządzenie Komisji (UE) z 17 czerwca 2014 r. nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER), Dz.U. UE L 187/1
- Rozporządzenie Komisji UE 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, Dz.U. UE L 197/24
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz.U. UE L 09.211.1
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, Dz.U. UE L 211/15
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, Dz.U. UE L 09.211.36
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/

- 2010, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PL/1-2016-52-PL-F1-1.PDF>
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz.U. UE L 09.211.1
- Skarga wniesiona 23 listopada 2015 r. – E-control/ACER (Sprawa T-671/15), Dz.Urz. UE C 38/64, http://www.infor.pl/download/site/pl/oj/2016/c_038/C_-2016-038-01-0064-02-POL.pdf
- Słomko M., Lickindorf A., Olejniczak M. (2013), *Struktura prawna Unii Europejskiej i podstawowe akty prawne w zakresie rynku energii elektrycznej i gazu*, TGE SA, Warszawa
- South South-East GRI, strona internetowa ACER, http://www.acer.europa.eu/en/gas/regional_%20intitiatives/south_south-east_gri/Pages/default.aspx
- Sowiński J., Pydych T., Tomaszewski R., Wachtarczyk A. (2016), *OZE na rynku energii elektrycznej*, „Rynek Energii” nr 2
- Spanner wood cogeneration plants (2016), strona internetowa Spanner Re² GmbH, http://www.holz-kraft.de/images/pdfs/Holz-Kraft-Flyer_en.pdf
- Sprawozdanie nt. unii energetycznej (2015), Sprawozdanie nr 19/2015, Kancelaria Senatu – Przedstawiciel Kancelarii Senatu przy Unii Europejskiej, Bruksela, 26 listopada, <https://www.senat.gov.pl/download/gfx/senat/pl/defaultopisy/296/7/1/019.pdf>
- Sprawozdanie z działalności prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2014 r. (2015), Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień, <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/6153,Sprawozdanie-z-dzialalnosci-Prezesa-URE-w-2014-r.html>
- Statystyka elektroenergetyki w Polsce (2014), Agencja Rynku Energii SA, Warszawa
- Strona internetowa portalu stopwiatrakom.eu, <http://stopwiatrakom.eu/>
- Strona internetowa programu znoszenia barier administracyjnych SOLVIT, http://ec.europa.eu/solvit/what-is-solvit/index_pl.htm
- Swora M. (2015), *Integracja rynków regionalnych energii elektrycznej w świetle przepisów prawa UE*, „Energetyka – Społeczeństwo – Polityka” nr 2
- Szczepański M. (2015), *Atomowe opóźnienie na Wyspach*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/atom/954-atomowe-opoznienie-na-wyspach>
- Szczygiel L. (2005), *Model rynku energii*, Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-rynku-energ/1183,1-Model-rynku-energii-elektrycznej.html>
- Szuszwalak-Rojczyk I. (2016), *Gazurka – czyli czym się robi politykę*, „FIBRE” nr 1, <http://www.fibre.org.pl/post/nordstream2-nr1-2016/>

- The Agency for the Cooperation of Energy Regulators recommends capacity allocation at the German-Austrian border* (2015), Bundesnetzagentur/E-control, Press Release, Bonn/Vienna 23 September, https://www.e-control.at/documents/20903/443907/2015_09_23_+BNetzA-E-Control-zu-ACER-Opinion-engl.pdf/f795b63f-c24c-4d69-9076-8f0cc501ddaa
- The Baltic Energy Market Interconnection Plan*, portal Komisji Europejskiej, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/baltic-energy-market-interconnection-plan>
- The Schuman Declaration – 9 May 1950*, portal Europa.ue, http://europa.eu/about-eu/basic-information/symbols/europe-day/schuman-declaration/index_en.htm
- The TurkStream Offshore Pipeline*, <http://www.south-stream-transport.com/project/>
- Tokarski S., Janikowski J. (2009), *Dyrektywa ETS – co z uprawnieniami do emisji dla elektrowni?*, „Koncern” nr 7, <http://www.cire.pl/pliki/2/dyrektywaets.pdf>
- Towarowe giełdy energii a bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej* (2014), European Financial Congress, notatka podsumowująca założenia, http://www.efcongress.com/sites/default/files/towarowe_gieldy_energii.pdf
- Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana), Dz.U. UE C 326/47, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=PL>
- Traktat z 25 marca 1957 roku ustanawiający Europejską Wspólnotę Energii Atomowej – Traktat Euratom, wersja skonsolidowana (2010), Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg, http://europa.eu/eu-law/decision-making/treaties/pdf/consolidated_version_of_the_treaty_establishing_the_european_atomic_energy_community/consolidated_version_of_the_treaty_establishing_the_european_atomic_energy_community_pl.pdf
- Understanding the Energiewende. FAQ on the ongoing transition of the German power system* (2015), Agora Energiewende, Berlin, https://www.agora-ener-giewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Understanding_the_EW/Agora_Understanding_the_Energiewende.pdf
- Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany – Austria* (2013), CEPS, MAVIR, PSE S.A., SEPS, http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. 1997 nr 54, poz. 348, Dz.U. 2012 poz. 1059, z 2013 poz. 984 i poz. 1238, z 2014 poz. 457, poz. 490, poz. 900, poz. 942, poz. 1101 i poz. 1662, z 2015 poz. 151, poz. 478, poz. 942, poz. 1618, poz. 1893, poz. 1960 i poz. 2365 oraz z 2016 poz. 266, stan na dzień 19 maja 2016 r., tekst ujednolicony w Departamencie Prawnym i Rozstrzygania Sporów URE,

- <http://www.ure.gov.pl/download/1/4571/Prawoenergetycznestannadzien19maja2016r.pdf>
- Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478, <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20150000478>
- Ustawa z 10 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska, Dz.U. 2015 poz. 1593
- Ustawa z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, Dz.U. 2007 nr 21 poz. 124
- Waszkiewicz A. (2002), *Wspólnoty Europejskie 1951-1999 – zarys przemian społeczno-gospodarczych i instytucjonalnych w krajach Wspólnot Europejskich w latach 1951-1999*, Wydaw. Adam Marszałek, Toruń
- Ważny krok w kierunku uregulowania przepływów mocy pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec* (2016), portal PSE SA, zakładka Biuro prasowe, podstrona Aktualności i Komunikaty, zakładka OSP, <http://pse.pl/index.php?dzid=14&did=2909>
- Według Komisji Europejskiej region bałtycki powinien mieć wiodącą rolę w stworzeniu regionalnego rynku energii* (2016), Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, <http://www.psew.pl/aktualnosci/773-wedlug-komisji-europejskiej-region-baltycki-powinien-miec-wiodaca-role-w-stworzeniu-regionalnego-rynku-energii>
- Wersja skonsolidowana Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, Dz.U. UE C 83/47, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6985a220-b291-422c-8e7c-e2625a041d0d.0018.01/DOC_3&format=PDF
- Wędzik A. (2006), *Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej*, „Energetyka” maj, http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252Felektroenergetyka_nr_06_05_2.pdf
- Winter outlook 2015/2016 & Summer Review* (2015), European Network of Transmission System Operators for Electricity, https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter_Outlook_15-16-REPORT_web.pdf#search=poland%20germany
- Wiśniewski G. (2016), *Polska na półmetku realizacji unijnych zobowiązań dotyczących OZE – czy zdamy uniknąć miliardowych kar?*, <http://grzegorzwisniewski.innpoland.pl/124133,polska-ma-polmetku-realizacji-unijnych-zobowiazan-dotyczacych-oze-czy-unikniemy-miliardowych-kar>
- Załącznik do Raport Komisji Europejskiej o stanie Unii Energetycznej z 18 listopada 2015 r., https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf

Załącznik I. Wytyczne w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi, 14 sierpnia 2009 r., Dz.U. UE L 211/29

Załączniki do Wniosku dotyczącego Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010, COM(2016) 52 final, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PL/1-2016-52-PL-F1-1-ANNEX-1.PDF>

<http://wysokienapiecie.pl/sieci/697-miedzynarodowa-awantura-o-przeplywy-kolowe>

Zasuń R. (2016), *Czy przesuwniki coś zmienia?*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1399-czy-przesuwniki-cos-zmienia>

Zasuń R. (2016), *Spór o przepływy kolowe trwa*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/843-spor-o-przeplywy-kolowe-trwa>

Zasuń R. (2015), *Międzynarodowa awantura o przepływy kolowe*, portal wysokie napiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/697-miedzynarodowa-awantura-o-przeplywy-kolowe>

Zasuń R., Derski B. (2016), *Będzie bezpieczniej na granicy z Niemcami*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1420-bedzie-bezpieczniej-na-granicy-z-niemcami>

Zasuń R., Derski B. (2016), *Sytuacja na granicy Polski i Niemiec grozi europejskim blackoutem*, portal WysokieNapiecie.pl, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1252-sytuacja-na-granicy-polski-i-niemiec-grozi-europejskim-blackoutem>

Collegium Civitas jest wydawcą lub współwydawcą następujących książek:

The European Value System, (ed.) Jadwiga Koralewicz, Warsaw 1999: Collegium Civitas Press/ Instytut Studiów Politycznych PAN

Marek Ziółkowski, Jadwiga Koralewicz, *Mentalność Polaków. Sposoby myślenia o polityce, gospodarce i życiu społecznym 1988-2000*, Warszawa 2003: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Edmund Wnuk-Lipiński, *Granice wolności, pamiętnik polskiej transformacji*, Warszawa 2003: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Leszek Chajewski, *Monitoring of Polish Visa Policy*, Policy paper, Warsaw 2004: Stefan Batory Foundation/Economic Sociology Department Collegium Civitas

Cywilizacja europejska. Wykłady i eseje, (red.) Maciej Koźmiński, Warszawa 2004: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Cywilizacja europejska. Wykłady i eseje, wydanie II rozszerzone, (red.) Maciej Koźmiński, Warszawa 2005: Instytut Historii PAN/ Collegium Civitas

Dziennikarstwo, media, społeczeństwo, (red. naukowa) Stanisław Mocek, Warszawa 2005: Instytut Studiów Politycznych PAN/ Collegium Civitas Press

Tomasz Płudowski, *American Politics, Media and Elections. International Perspectives on US Presidency, Foreign Policy and Political Communication*, Toruń/Warszawa 2005: Wydawnictwo Adam Marszałek/ Collegium Civitas Press

Spojrzenia. Pałac Kultury i Nauki w socjologicznym kalejdoskopie, (red.) Anna Wyka, Katarzyna Iwińska, Warszawa 2005: Collegium Civitas Press

New Europe. The Impact of the First Decade. Vol. 1: Trends and Prospects, (eds.) Teresa Rakowska-Harmstone, Piotr Dutkiewicz, Warsaw 2006: Institute of Political Studies Polish Academy of Sciences/ Collegium Civitas Press

Eugeniusz Cezary Król, *Polska i Polacy w propagandzie narodowego socjalizmu w Niemczech 1919-1945*, Warszawa 2006: Oficyna Wydawnicza „Rytm”/ Collegium Civitas Press/ ISP PAN

Stanisław Mocek, *Dziennikarze po komunizmie. Elita mediów w świetle badań społecznych*, Warszawa 2006: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

JP II. Pokolenie czy mozaika wartości?, (red.) Paweł Ruskowski, Jacek Bieliński, Agnieszka Figiel, Poznań/Warszawa 2006: Zysk i S-ka/ Collegium Civitas Press

- Terroryzm. Anatomia zjawiska**, (red. naukowa) Krzysztof Liedel, Warszawa 2006: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press
- New Europe. The Impact of the First Decade. Vol. 2: Variations on the Pattern**, (eds.) Teresa Rakowska-Harmstone, Piotr Dutkiewicz, Warsaw 2006: Institute of Political Studies Polish Academy of Sciences/ Collegium Civitas Press
- Terrorism, Media, Society**, (ed.) Tomasz Płudowski, Toruń 2006: Wydawnictwo Adam Marszałek/ Collegium Civitas
- Jacek Adamski**, *Nowe technologie w służbie terrorystów*, Warszawa 2007: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas
- Waldemar J. Dziak, Jerzy Bayer**, *Mao. Zwycięstwa, nadzieje, klęski*, Warszawa 2007: Instytut Studiów Politycznych PAN/ Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas
- Barbara Stępniewska-Holzer, Jerzy Holzer**, *Współczesna historia Egiptu*, Warszawa 2007: Dialog/ Collegium Civitas Press
- Jacek Czaputowicz**, *Teorie stosunków międzynarodowych. Krytyka i systematyzacja*, Warszawa 2007: PWN/ Collegium Civitas
- O życiu publicznym, kulturze i innych sprawach**, (red. naukowa) Bogdan W. Mach, Edmund Wnuk-Lipiński, Warszawa 2007: Collegium Civitas Press/ Instytut Studiów Politycznych PAN
- Krzysztof Liedel, Paulina Piasecka**, *Jak przetrwać w dobie zagrożeń terrorystycznych. Elementy edukacji antyterrorystycznej*, Warszawa 2008: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press
- Anna Czekanowska**, *Kultury tradycyjne wobec współczesności. Taniec, poezja, muzyka*, Warszawa 2008: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press
- Jakub Ferenc**, *Sport w służbie polityki*, Warszawa 2008: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press
- Kuba Jałoszyński**, *Współczesny wymiar antyterroryzmu*, Warszawa 2008: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press
- Tomasz Płudowski**, *Komunikacja polityczna w amerykańskich kampaniach wyborczych*, Warszawa 2008: Wydawnictwo Naukowe PWN/ Collegium Civitas Press
- Bohdan Szklarski**, *Mity, symbole i rytuały we współczesnej polityce*, Warszawa 2008: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Ameryka: społeczeństwo, kultura, polityka. Tom 1: Społeczeństwo, tom 2: Kultura, tom 3: Polityka i stosunki międzynarodowe, (red.) Tomasz Płudowski, Toruń–Warszawa 2008: Wydawnictwo Adam Marszałek/ Collegium Civitas Press

Jadwiga Koralewicz, Autorytaryzm, lęk, konformizm, wyd. 2 zmienione, Warszawa 2008: Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Gra w przywództwo. Jak zdobyć i utrzymać władzę?, (red.) Bohdan Szklarski, Warszawa 2008: Centrum Kreowania Liderów/ Collegium Civitas Press

Lider, manager, oportunista – współczesne koncepcje przywództwa, (red.) Krzysztof Kasianiuk, Warszawa 2008: Centrum Kreowania Liderów/ Collegium Civitas Press

John Horgan, Psychologia terroryzmu, Warszawa 2008: Wydawnictwo Naukowe PWN/ Collegium Civitas Press

Aleksander Manterys, Sytuacje społeczne, Warszawa 2009: Zakład Wydawniczy NOMOS/ Collegium Civitas Press

Islandia. Wprowadzenie do wiedzy o społeczeństwie i kulturze, (red.) Roman Chymkowski, Włodzimierz Karol Pessel, Warszawa 2009: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press

Paweł Dobrowolski, Szkotka w Paryżu. Pamiętnik Grace Elliott, Warszawa 2009: Instytut Historii PAN/ Collegium Civitas Press

Pamięć zbiorowa jako czynnik integracji i źródło konfliktów, (red.) Andrzej Szpociński, Warszawa 2009: ISP PAN/ Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Budowanie partnerstw lokalnych. Projekt Razem dla Regionu, (red.) Katarzyna Iwińska, Warszawa 2009: Collegium Civitas Press

Rok 1956 w Polsce i jego rezonans w Europie, (red.) Joanna Szymoniczek, Eugeniusz Cezary Król, Warszawa 2009: ISP PAN/ Fundacja Współpracy Polsko-Niemieckiej/ Collegium Civitas Press

Włodzimierz Karol Pessel, Antropologia nieczystości. Studia z historii kultury sanitarnej Warszawy, Warszawa 2009: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press

Francja ta sama czy inna? Jean-Yves Potel w rozmowie z Markiem Rapackim i Marcinem Frybesem, Warszawa 2009: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas Press

Pokolenie JPII: dylematy światopoglądowe młodzieży, (red.) Paweł Ruszkowski, Warszawa 2009: Wyd. Zysk i S-ka/ Collegium Civitas Press

- Stosunki transatlantyckie z perspektywy polskiej polityki zagranicznej**, (red.) Agnieszka Orzelska, Warszawa 2009: ISP PAN / Collegium Civitas Press
- Adam Burakowski, Aleksander Gubrynowicz, Paweł Ukielski**, 1989 – *Jesień Narodów*, Warszawa 2009: Wydawnictwo „Trio” / Collegium Civitas Press
- Paulina Codogni**, *Okrągły stół, czyli polski Rubikon*, Warszawa 2009: Prószyński i S-ka / Collegium Civitas
- Waldemar J. Dziak**, *Korea Północna. U źródeł rodzinnej sukcesji władzy*, Warszawa 2009: ISP PAN / Collegium Civitas Press
- Świat i Polska wobec globalnych wyzwań. Wybrane problemy**, (red. naukowa) Ryszard Żelichowski, Biblioteka Prac Doktorantów nr 1, Warszawa 2009: ISP PAN / Collegium Civitas
- Koncepcje polityki**, (red.) Włodzimierz Wesołowski, Warszawa 2009: Wydawnictwo Naukowe „Scholar” / Collegium Civitas
- Nowe krytyki Kościoła**, (red.) Cezary Kościelniak, Kraków 2010: AUREUS/Collegium Civitas Press
- Maria Dunin-Wąsowicz**, *Suwerenność i pieniądz w Europie 1870-2002*, Warszawa 2010: Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego / Collegium Civitas
- Cywilizacja europejska. Szkice i eseje z dziejów cywilizacji i dyplomacji**, (red.) Maciej Koźmiński, Warszawa 2010: Instytut Historii PAN / Collegium Civitas Press
- Konsultacje społeczne wokół inwestycji infrastrukturalnych**, (red. naukowa) Katarzyna Iwińska, Warszawa 2010: Collegium Civitas / Klub Myśli Społecznej Inicjatywy
- Katarzyna Pachniak**, *Nauka i kultura muzułmańska i jej wpływ na średniowieczną Europę*, Warszawa 2010: Wydawnictwo „Trio” / Collegium Civitas Press
- Piotr Mańkowski**, *Cyfrowe marzenia. Historia gier komputerowych i wideo*, Warszawa 2010: Wydawnictwo „Trio” / Collegium Civitas Press
- Małgorzata Budyta-Budzyńska**, *Socjologia narodu i konfliktów etnicznych*, Warszawa 2010: Wydawnictwo Naukowe PWN / Collegium Civitas Press
- Piotr Łossowski**, *Ultimatum polskie do Litwy 17 marca 1938. Studium z dziejów dyplomacji*, Warszawa 2010: Instytut Dyplomacji Collegium Civitas / Wydawnictwo „Trio”
- Wojciech Krzysztof Szalkiewicz, Wiesław Gałązka**, *Żądza rządzenia. O władzy, polityce i politykach*, Warszawa 2010: Collegium Civitas / Wydawnictwo „Trio”

Waldemar J. Dziak, *Pjongjang rok 1956*, Warszawa 2010: Instytut Studiów Politycznych PAN/ Collegium Civitas Press

Profesjonalny menedżer w NGO, (red.) Katarzyna Iwińska, Warszawa 2010: Collegium Civitas Press/ Klub Myśli Społecznej Inicjatywy

Andrzej Wierzbicki, *Spory o polską duszę. Z zagadnień charakterologii narodowej w historiografii polskiej XIX i XX wieku*, Warszawa 2010: Muzeum Historii Polski/ Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Krzysztof Liedel, *Zarządzanie informacją w walce z terroryzmem*, Warszawa 2010: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

Das Jahr 1956 in Polen und seine Resonanz in Europa, (red.) Eugeniusz Cezary Król, Joanna Szymonick, Warszawa 2010: ISP PAN/ Collegium Civitas/ Stiftung für Deutsch-Polnische Zusammenarbeit

Terroryzm w medialnym obrazie świata. Terroryści, dziennikarze, administracja w epoce walki informacyjnej, (red.) Krzysztof Liedel, Stanisław Mocek, Warszawa 2010: ISP PAN/ Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

Zagadnienia fizycznej walki z zagrożeniami terrorystycznymi, (red.) Kuba Jałoszyński, Warszawa 2010: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

Marcin Gawrycki, Natalia Bloch, *Kuba*, Warszawa 2010: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

„Po co pamiętać razem?” Praktyki pamięci a kultura obywatelska kobiet w gminie Stare Juchy i powiecie etckim, (red. nauk.) Barbara Markowska, Warszawa 2010: Collegium Civitas

Grażyna Szelągowska, *Dania*, Warszawa 2011: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

Józef Łapos, *Belgia*, Warszawa 2011: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

Dariusz Kołodziejek, *Turcja*, Warszawa 2011: Wydawnictwo „Trio”/ Collegium Civitas

Afryka w Warszawie. Dzieje afrykańskiej diaspory nad Wisłą, (red. naukowa) Barbara Stępniewska-Holzer, Warszawa 2011: Fundacja Afryka Inaczej/ Urząd m.st. Warszawy/ Collegium Civitas

Michał Fiszer, *Lotnictwo w osiąganiu celów strategicznych operacji militarnych*, Warszawa 2011: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Ideologie – państwa – społeczeństwa, (red.) Ryszard Żelichowski, Biblioteka Prac Doktorantów nr 2, Warszawa 2011: ISP PAN/ Collegium Civitas

Leszek Jesień, *Prezydencja Unii Europejskiej*, Warszawa 2011: PISM/ Collegium Civitas

Profesjonalny menedżer w NGO, cz. 2, (red.) Katarzyna Iwińska, Anna Radiukiewicz, Warszawa 2011: Klub Myśli Społecznej „Inicjatywy”/ Collegium Civitas

Lech Królikowski, *Warszawa – dzieje fortyfikacji*, Warszawa 2011: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Czas totalitaryzmu. Stalinizm, faszyzm, nazizm i pokrewne systemy polityczne w XX wieku, (red.) Joanna Szymoniczek, Eugeniusz Cezary Król, Warszawa 2011: Collegium Civitas/ ISP PAN

Zamach w Norwegii – nowy wymiar zagrożenia terroryzmem w Europie, (red.) Krzysztof Liedel, Paulina Piasecka, Tomasz R. Aleksandrowicz, Warszawa 2011: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Waldemar J. Dziak, Grażyna Strnad, *Republika Korei. Zarys ewolucji systemu politycznego*, Warszawa 2011: ISP PAN/ Collegium Civitas

Quo vadis America?, (ed.) Bohdan Szklarski, Frankfurt am Main, Warszawa 2011: Peter Lang/ ASC UW/ Collegium Civitas

Kamil Zubelewicz, *Finanse publiczne*, Warszawa 2011: Collegium Civitas Press/Instytut Jagielloński

Aleksandra Niżyńska, *Streetart jako alternatywna forma debaty publicznej w przestrzeni miejskiej*, Warszawa 2011: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Andrzej Wielowiejski, *Na rozdrożach dziejów. Historie prawdziwe i alternatywne*, Warszawa 2012: Collegium Civitas/ Europejskie Centrum Solidarności/ Wydawnictwo „Trio”

Dominik Smyrgała, *Oś naftowa. Latynoamerykańskie imperium Hugo Chaveza*, Warszawa 2012: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Katarzyna Lidia Kuklińska, *Polskie singelki. Płeć kulturowa. Feminizm. Ponowoczesność. Internet*, Warszawa 2012: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Katarzyna Joanna Kozłowska, *Psychologia w zawodzie trenera piłki nożnej. José Mourinho kontra Josep Guardiola*, Toruń 2012: Wydawnictwo Adam Marszałek/ Collegium Civitas

Michał R. Węsierski, *Problemy integracji wiedzy a badanie zjawisk politycznych. W stronę idei jedności nauki*, Warszawa 2012: Wydawnictwo Naukowe „Semper”/ Collegium Civitas

Profesjonalny menedżer w NGO. Wydanie drugie poprawione, (red.) Katarzyna Iwińska, Warszawa 2012: Klub Myśli Społecznej „Inicjatywy”/ Collegium Civitas

Waldemar J. Dziak, Małgorzata K. Citko, *Porywacze Yodogo. Działalność japońskiej Frakcji Armii Czerwonej w latach 1969-1972 w kontekście porwań obywateli Japonii do Korei Północnej*, Warszawa 2012: ISP PAN/ Collegium Civitas

Można, koncepcja, opracowanie i red. merytoryczna Jadwiga Koralewicz, współpraca Karina Wielomska, Piotr Komorowski, Warszawa 2012: Collegium Civitas Press

Agnieszka Barszczewska, *Mołdawscy Csángó a Rusini Karpaccy (1867-1947)*, Warszawa 2012: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Krzysztof Liedel, Andrzej Mroczek, *Terror w Polsce – analiza wybranych przypadków*, Warszawa 2013: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Stanisław Faliński, *Warszawski samorząd terytorialny w latach 1990-2002. Geneza, ustrój, idee ustrojowe, aktywność*, Warszawa 2013: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Państwo i polityka w Ameryce Łacińskiej. Zarys ewolucji systemów politycznych państw latynoamerykańskich, (red.) Piotr Łaciński, Warszawa 2013: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Singlizm. Nowy styl życia w ponowoczesnym świecie, (red. naukowa) Katarzyna Lidia Kuklińska, Warszawa 2013: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Małgorzata Mołęda-Zdziech, *Czas celebrytów. Mediatyzacja życia publicznego*, Warszawa 2013: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

„To oni są wszystkiemu winni...”. Język wrogości w polskim dyskursie publicznym, (red.) Xymena Bukowska, Barbara Markowska, Warszawa 2013: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Oyungerel Tangad, *Scheda po Czyngis Chanie. Demokracja po mongolsku*, Warszawa 2013: Collegium Civitas/ Wydawnictwo „Trio”

Marta Kosmala-Kozłowska, *Dialog Zachód–Azja Wschodnia w dziedzinie praw człowieka. Wizje i praktyka*, Toruń 2013: Collegium Civitas/ Wydawnictwo Adam Marszałek

Jakość naszej demokracji. Społeczno-kulturowe podstawy polskiego życia publicznego, (red. naukowa) Bogdan W. Mach, Warszawa 2013: Collegium Civitas/ Instytut Studiów Politycznych PAN

Andrzej Zybała, *Państwo i społeczeństwo w działaniu. Polityki publiczne wobec potrzeb modernizacji państwa i społeczeństwa*, Warszawa 2013: Wydawnictwo „Difin”/ Collegium Civitas

Piotr Siuda, Radosław Bomba, Magdalena Kamińska, Grzegorz D. Stunża, Marek Troszyński, Tomasz Żaglewski, *Prosumpcjonizm pop-przemysłów. Analiza polskich przedsiębiorstw z branży rozrywkowej*, Warszawa 2013: Fundacja „Wiedza Lokalna”/ Collegium Civitas

Przeszłość w dyskursie publicznym, (red.) Andrzej Szpociński, Warszawa 2013: Instytut Studiów Politycznych PAN/ Wydawnictwo Naukowe „Scholar”/ Collegium Civitas Press

Krzysztof Iwanek, Adam Burakowski, *Indie. Od kolonii do mocarstwa*, Warszawa 2013: Wydawnictwo naukowe PWN/ Collegium Civitas

Xymena Bukowska, Marcin Jewdokimow, Barbara Markowska, Paweł Winiarski, *Kapitał kulturowy w działaniu. Studium światów społecznych Białowieży*, Warszawa 2013: Collegium Civitas/ ISP PAN/ Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie

Jacek Bieliński, *Między anomią a fatalizmem. Regulacja społeczna w Polsce w okresie zmiany systemowej*, Kraków 2014: NOMOS/ Collegium Civitas

Cywilizacja europejska – różnorodność i podziały, tom III, (red.) Maciej Koźmiński, Kraków 2014: Universitas/ Collegium Civitas

Teresa Rakowska-Harmstone, *Reluctant Clones. Moscow and the “Socialist Commonwealth”*, Warszawa 2014: Collegium Civitas/ IPN

Nieodkryty wymiar III sektora. Wprowadzenie do badań nad nowym społecznikostwem, (red. naukowa) Stanisław Mocek, Warszawa 2014: Collegium Civitas/ Centrum Wspierania Aktywności Lokalnej CAL

Katarzyna Iwińska, *Być i działać w społeczeństwie: Dyskusje wokół teorii podmiotowego sprawstwa*, Kraków 2015: NOMOS/ Collegium Civitas

Efekt motyla. Scenariusze rozwoju sektora społecznościowego w Polsce, (red. naukowa) Rafał Krenz, Stanisław Mocek, Bohdan Skrzypczak, Warszawa 2015: Collegium Civitas / Centrum Wspierania Aktywności Lokalnej CAL

Marta Sałkowska, *Matka Downa. Piętno – Znaczenia – Strategie*, Kraków 2015: NOMOS/ Collegium Civitas

Krzysztof Liedel, *Z Sherlockiem Holmesem o dedukcji, indukcji, życiu i innych ważnych sprawach*, Warszawa 2016: Difin \ Collegium Civitas

Ewa Nowicka, *Korzenie altargany sięgają głęboko. Buriaci między Rosją, Mongolią i Chinami*, Kraków 2016: NOMOS

Dominik Smyrgała, Leszek Jesień, Łukasz Kister, Marcin Koniak, Łukasz Tolak, *PKP Energetyka po prywatyzacji – bezpieczeństwo dostaw energii i przewozów kolejowych*, Warszawa 2016: FIBRE / Collegium Civitas

Marcin Gajek, *W stronę republikańskiego liberalizmu. Kategoria cnót liberalnych we współczesnej amerykańskiej myśli politycznej*, Warszawa 2016: Ośrodek Myśli Politycznej / Collegium Civitas

Seria wydawnicza **Zeszyty Naukowe Collegium Civitas**

Zeszyt nr 1: *Intelektualiści a komunizm i inne eseje*, (red.) Andrzej Paczkowski, 2002

Zeszyt nr 2: *Płóśsk w socjologicznym kalejdoskopie. Raporty z badań studenckich*, 2002

Zeszyt nr 3: *Świat instytucji i organizacji społecznych*, (red.) Włodzimierz Pańków, 2002

Zeszyt nr 4: *Panorama ruchów społecznych w Polsce*, (red.) Marcin Frybes, Paweł Kuczyński, 2002

Zeszyt nr 5: *Kaszuby: Prawdy i mity. Raporty z badań studenckich*, 2004

Zeszyt nr 6: *Być cudzoziemcem w Polsce*, (red.) Hanna Malewska-Peyre, 2004

Zeszyt nr 7: *Lobbing w praktyce: doświadczenia polskie*, (red.) Małgorzata Molęda-Zdziech, 2004

Zeszyt nr 8: *Polacy XXI wieku. Nowe style życia*, (red.) Stanisław Mocek, 2005

Zeszyt nr 9: *Bezpieczeństwo narodowe i międzynarodowe*, (red.) Jacek Czaputowicz, 2005

Zeszyt nr 10: *Europejskie prawo gospodarcze. Nowe tendencje*, (red.) Aleksander Gubrynowicz, 2006

Zeszyt nr 11: *Lobbing w praktyce: doświadczenia polskie, wydanie drugie poprawione i rozszerzone*, (red.) Małgorzata Molęda-Zdziech, 2006

Zeszyt nr 12: *Europejskie prawo gospodarcze. Nowe tendencje – część 2*, (red.) Aleksander Gubrynowicz, 2008

Zeszyt nr 13: *Płeć współczesnej kultury*, (red.) Marta Zimniak-Hańajko, 2008

Zeszyt nr 14: *Antropologia wizualna*, (red.) Joanna Tokarska-Bakir, 2008

Zeszyt nr 15: *Polacy XXI wieku. Nowe ruchy religijne*, (red.) Marta Zimniak-Hańajko, 2009

Zeszyt nr 16: Joanna Aleksandra Janas, *Funkcjonowanie swobody przepływu kapitału i jej miejsce na rynku wewnętrznym Unii Europejskiej*, 2009

Zeszyt nr 17: *Polacy XXI wieku. Praca Polaków w kulturze współczesnego kapitalizmu*, (red.) Marta Zimniak-Hałaćko, 2011

Zeszyt nr 18: *Patologie życia społecznego*, (red.) Jadwiga Koralewicz, 2011

Zeszyt nr 19: *Surowce energetyczne w polityce wielkich mocarstw*, (red.) Dominik Smyrgała, 2011

Zeszyt nr 20: „Wartości sołectwa są ludzie” – raporty ze studenckich badań terenowych w gminach śląskich, (red.) Katarzyna Iwińska, Anna Radiukiewicz, 2012

Zeszyt nr 21: *Mediatyzacja – analiza zjawiska i wybranych studiów przypadków*, (red. naukowa) Małgorzata Molęda-Zdziech, 2012

Zeszyt nr 22: *Wokół niepodległości Kosowa: historia i pierwsze reakcje*, (red. naukowa) Dominik Smyrgała, 2012

Zeszyt nr 23: *Wojna o pokój trwa...*, (red. naukowy) Dominik Smyrgała, 2014

Seria wydawnicza **Studia i Analizy Collegium Civitas**

tom 1: *Cóż po antropologii? Prace Katedry Antropologii Kulturowej Collegium Civitas*, (red. naukowa) Joanna Tokarska-Bakir, 2006

tom 2: *5 lat Karty Praw Podstawowych UE*, (red. naukowa) Aleksander Gubrynowicz, 2006

tom 3: *EURO 2012. Mistrzostwa Europy w cieniu terroryzmu*, (red. naukowa) Krzysztof Liedel, 2007

tom 4: *Umowy zawarte przez Wspólnoty Europejskie w orzecznictwie sądowym państw członkowskich*, (red. naukowa) Aleksander Gubrynowicz, 2008

tom 5: Kuba Jałoszyński, Janusz Skosolas, *Media wobec współczesnego zagrożenia terroryzmem*, 2008

tom 6: *Rola mediów w przeciwdziałaniu terroryzmowi*, (red. naukowa) Krzysztof Liedel, Paulina Piaśicka, 2009

tom 7: *Nowe technologie w zwalczaniu terroryzmu. Projekt PROTEUS*, (red. naukowa) Kuba Jałoszyński, Krzysztof Liedel, 2009

tom 8: *Kształtowanie się nowej europejskiej polityki wschodniej – ocena Partnerstwa Wschodniego*, (red. naukowa) Kerry Longhurst, 2009

tom 9: *Forging a new European Ostpolitik – An Assessment of the Eastern Partnership*, (ed.) Kerry Longhurst, 2009

tom 10: *Autorytaryzmy iberyjskie – Hiszpania Franco i Portugalia Salazara*, (red. naukowa) Bohdan Szklarski, Maciej Słęcki, 2010

tom 11: *Polska racja stanu*, (red. naukowa) Szymon Hatłas, 2010

tom 12: *Latynoameryka u progu trzeciego stulecia niepodległości: przywództwo, idee i systemy polityczne*, (red. naukowa) Piotr Łaciński, 2011

tom 13: Dominik Smyrgała, *Latynoamerykańska teologia wyzwolenia – wiara, rewolucja pasywna, nacjonalizm antykolonialny*, 2014

Seria wydawnicza **Studia i Analizy Historyczne Collegium Civitas**

tom 1: Eugeniusz Cezary Król, *Polska kultura 1956*, 2007

tom 2: *Rzeczpospolita wielokulturowa – dobrodziejstwo czy obciążenie?*, (red. naukowa) Jerzy Kłoczowski, 2009

tom 3: Piotr Toczyński, *Jak mit jednoczy Europę? Analiza arturiańskich elementów kultury symbolicznej jako czynników spajających współczesną Europę*, 2013

tom 4: Kamil Popowicz, *Madame de Staël*, 2013

tom 5: Paweł T. Dobrowolski, *(P)oszukiwanie tożsamości: cztery studia o angielskim Oświeceniu*, 2015

Seria wydawnicza **Studia i Analizy Dyplomacji Kulturalnej i Publicznej Collegium Civitas i Instytutu Adama Mickiewicza**

tom 1: *Promocja Polski w świecie: kultura – dyplomacja – marka narodowa*, 2010

tom2: *Wymiana i konkurencja. Środowisko i formy promocji Polski w świecie*, 2011

Seria wydawnicza **Zeszyty Gospodarki Społecznej**

tom 1: *Z teorii i praktyki gospodarki społecznej*, (red. naukowa) Ewa Leś, Małgorzata Ołdak, 2006

tom 2: *Przedsiębiorstwo społeczne w rozwoju lokalnym*, (red. naukowa) Ewa Leś, Małgorzata Ołdak, 2007

tom 3: *Nowa gospodarka społeczna w rozwoju regionalnym i lokalnym*, (red. naukowa) Ewa Leś, Małgorzata Ołdak, 2008

Collegium Civitas jest również wydawcą i współwydawcą czasopism naukowych.

Wspólnie z European Association for Security publikuje półrocznik naukowy „**Securitologia**”, w którym ukazują się artykuły podejmujące w swej treści szeroko rozumiane problemy bezpieczeństwa jednostki i organizacji społecznych. Czasopismo to dostępne jest w wersji papierowej oraz elektronicznej, na stronie internetowej o adresie: <http://www.securitologia.edu.pl>.

Uczelnia jest również wydawcą rocznika naukowego „**Zoon Politikon**”. Pismo to ma charakter interdyscyplinarny, wynikający z wielości doświadczeń i odmienności dyscyplin oraz różnych sposobów myślenia o sprawach zbiorowości i wspólnot w ponowoczesnym świecie.

Od roku 2003 **Collegium Civitas** jest też wspólnie z ISP PAN współwydawcą pisma o charakterze społeczno-politycznym „**Studia Polityczne**”, a w ramach Centrum Badań Społeczności i Polityk Lokalnych od roku 2010 jest współwydawcą zeszytów „**Animacja Życia Publicznego**”.

Od roku 2015 uczelnia wydaje także półrocznik „**Energetyka – Społeczeństwo – Polityka**”, a od roku 2016 jest – wspólnie z Europejskim Centrum Solidarności – wydawcą rocznika „**Wolność i Solidarność**”.