



02/14

CIEPŁOWNICTWO - GAZOWNICTWO - ELEKTROENERGETYKA

Z E S Z Y T N A U K O W O - T E C H N I C Z N Y



WRZESIEŃ - GRUDZIEŃ 2014

12 ◆

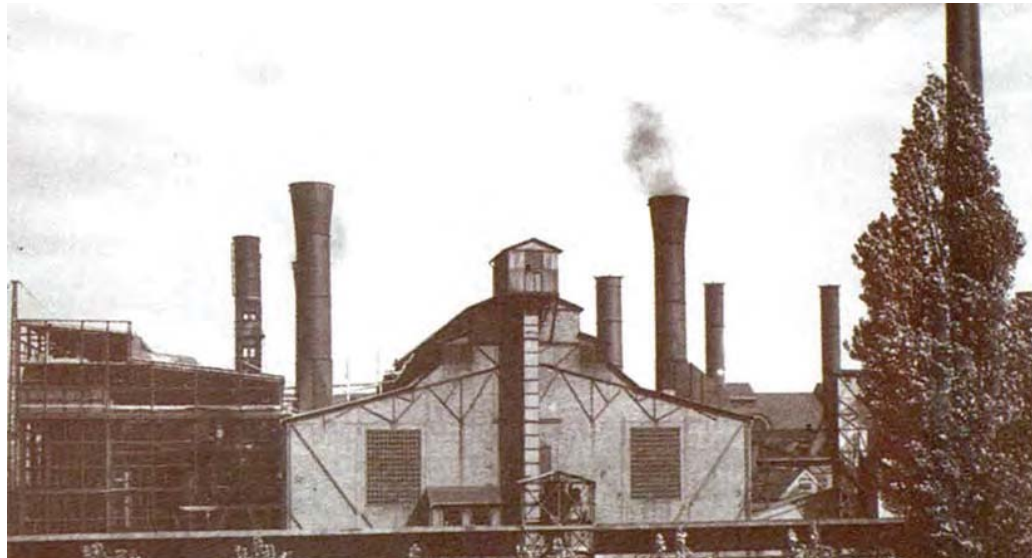
WICEPREMIER
JANUSZ PIECHOCIŃSKI
O WSPARCIU KOGENERACJI

28 ◆

KONFERENCJA
- CZYSTA ENERGIA
DLA WARSZAWY

71 ◆

PROF. TOMASZ DOBSKI
O KOGENERACJI
ROZPROSZONEJ



110 lat elektrowni w Warszawie

POWIŚLE

W 1904 roku uruchomiona została na Powiślu Elektrownia Warszawska, pierwsza elektrownia centralna w stolicy. Co prawda już wcześniej uruchamiano małe, lokalne zespoły prądowórcze, jak choćby na ul. Marszałkowskiej w 1895 roku, który zasilał latarnie oświetlające tereny wystawowe przy ul. Ordynackiej, historycy uznali jednak dopiero rok 1904 za początek branży elektrycznej w Warszawie. Elektrownia powstała wg projektu Williama H. Lindleya. Napięcie kierowane do sieci wynosiło po stronie wysokiej 5 kV, a po stronie niskiej 120 V prądu jednofazowego, co było rozwiązaniem nowatorskim jak na owe czasy. Początkowo moc elektrowni wynosiła 3 MW, by z czasem osiągnąć 10 MW. Projekt napotykał wiele oporów, m.in. ze strony obawiającej się konkurencji firmy Towarzystwo Dessauskiego, eksploatującej lampy gazowe oświetlenia ulicznego.

W okresie największego rozwoju, w latach okupacji i na początku lat 50. XX wieku, elektrownia osiągała moc 103 MW. W 1953 roku przekonstruowano jedną z turbin i przystosowano do podgrzewania ciepłej wody dla magistrali miejskiej. Miała ogrzewać budowę i gmach Pałacu Kultury i Nauki przez kilka lat, lecz przetrwała pół wieku. Do roku 2009 „Powiśle” wchodziło w skład przedsiębiorstwa Elektrociepłowni Warszawskie, którego sukcesorem jest PGNiG TERMIKA SA. Przepompownia pracuje nadal.

PRUSZKÓW

Mija 100 lat od chwili, gdy w roku 1914 we wsi Pruszków rozpoczęła pracę prowizoryczna elektrownia o mocy 90 kW, która zasilala 350 żarówek. W 1915 roku część urządzeń została wywieziona do Niemiec. 5 grudnia 1919 roku pozostały majątek odkupił największy wówczas polski koncern energetyczny Siła i Światło za sumę 350 tys. marek niemieckich, tworząc spółkę akcyjną Elektrownia Okręgowa w Pruszkowie. Budynek elektrowni centralnej został ukończony w roku 1920, a montaż urządzeń trwał cztery lata. Moc elektrowni szybko wzrastała, by w roku 1938 osiągnąć 77 300 MWh. 1 sierpnia 1944 roku o godz. 19 załoga rozpoczęła działania powstańcze, krwawo stłumione przez Wehrmacht i gestapo. W 1945 roku elektrownia została zaminowana. Mimo że przetrwała, była jedną z najbardziej zniszczonych elektrowni w Polsce, stopień zniszczenia oszacowano na 80 proc. Została odbudowana, a w roku 1959 przekształcona w elektrociepłownię. Pierwszymi odbiorcami ciepła były zakłady Porcelit oraz Fabryka Ołówków w Pruszkowie. W tym roku rozpoczęto modernizację, kotły parowe zastąpione zostaną silnikami gazowymi.





Kogeneracja szansą dla planety

Postępujące ocieplenie klimatu wydaje się faktem. W każdym razie z punktu widzenia ostatnich dziesięcioleci. Głębokie wiercenia w lodowcach Antarktydy, a potem badania pobranych próbek lodu powstałego na przestrzeni tysięcy lat pokazują, że fazy ociepleń i ochłodzeń klimatu - i to na większą skalę - powtarzały się cyklicznie i do dziś nie wiadomo, czym były spowodowane. Nie można zatem wykluczyć, że hipoteza o tym, że wszystkim jest winien tylko przemysł emitujący do atmosfery nadmierne ilości dwutlenku węgla, może się nie obronić.

Coraz gorsze recenzje będą także zbierały z upływem czasu wymyślone obecnie programy zaradcze. Już teraz zresztą krytykowane są coraz śmielej. Śrubowanie norm ograniczania emisji dla przemysłu europejskiego o 20 czy 30 proc. jest mało skuteczne dla klimatu kuli ziemskiej, skoro reszta świata, w tym takie potęgi jak Chiny, Indie, Brazylia i RPA, nie podpisały Protokołu z Kioto, a USA go nie ratyfikowały. Wielki wysiłek Europy daje więc raptem półtoraprocentowy efekt obniżenia emisji w skali globu, przynosząc - paradoksalnie - olbrzymie straty w innych obszarach. Produkcja, obłożona w Europie ekologicznymi restrykcjami, przenoszona jest do krajów posiadających znacznie liberalniejsze normy w zakresie ochrony środowiska, także w innych dziedzinach. Można więc tam śmiało lokować wycofane już dawno z przedsiębiorstw europejskich brudne technologie. Per saldo więc globalne środowisko naszej planety, które miało być chronione - wystawione zostało na większe zagrożenie.

Przemysł w Europie się kurczy. Spada innowacyjność, bo w krajach Azji, Ameryki Południowej czy Afryki, dokąd emigruje produkcja, można osiągać zyski bez ponoszenia kosztów na badania i rozwój. Rosną koszty społeczne tak bardzo restrykcyjnej polityki klimatycznej, następuje likwidacja miejsc pracy.

W tym samym czasie w zasięgu ręki są technologie, które pozwalają ograniczać emisje znacznie radykalniej i szybciej, czego przykładem produkcja ciepła, energii elektrycznej i chłodu w skojarzeniu, pozwalająca wytworzyć z tej samej ilości paliwa pierwotnego dwukrotnie więcej energii, a zatem dwukrotnie zmniejszyć emisję. Przy stosowaniu czystszych paliw, np. gazu, ta emisja znów spada około dwóch razy. Sięgamy jednak po te rozwiązania w mocno ograniczonym zakresie. Dlaczego? Winny jest nie tylko rzekomy rachunek ekonomiczny, ale i silna pozycja polityczna właścicieli innych technologii. Prognozy dotyczące zmiany struktury paliw w energetyce w długim okresie czasu pokazują, że gaz będzie systematycznie wypierał inne pierwotne źródła energii. Brak tylko zgodności, jak szybko to się będzie działo w poszczególnych regionach świata. Odpowiednimi decyzjami, np. o wsparciu kogeneracji, szczególnie gazowej, możemy się jednak do nadchodzących realiów przygotować. Zwłaszcza że dostępne już są technologie kogeneracji rozproszonej, w tym prosumenckiej, nieporównanie tańsze w budowie i eksploatacji w porównaniu z wielkimi systemami ciepłowniczymi.

Wszystkie zasygnalizowane wyżej czynniki muszą być brane pod uwagę przez naszych decydentów politycznych przy budowaniu narodowej strategii energetycznej, a doraźnie - aktualizowaniu Polityki Energetycznej Polski, jak również przy formułowaniu z wyprzedzeniem polskich postulatów pod adresem Unii Europejskiej, bo z prawa weta już korzystać nie będziemy mogli. Nie widać, by wszyscy w pełni zdawali sobie z tego sprawę. Na razie te uwarunkowania są brane pod uwagę jedynie przez inwestorów i menedżerów. Skutkuje to rosnącą rezerwą w podejmowaniu decyzji o nowych inwestycjach energetycznych.

„Zeszyt Naukowo-Techniczny Ciepłownictwo Gazownictwo Elektroenergetyka” powstał, by zebrać fakty, materiały, opinie oraz argumenty ludzi nauki i praktyków gospodarczych za różnymi opcjami i wariantami możliwych rozwiązań dla polskiej energetyki, by wywołać dyskusję i przyczynić się do podejmowania przez polityków, działaczy samorządów i menedżerów najlepszych decyzji.

Jerzy Loch, redaktor naczelny



Skąd pomysł na Zeszyt?

ANDRZEJ GAJEWSKI, PREZES ZARZĄDU PGNiG TERMIKA SA

„Zeszyt Naukowo-Techniczny” nie jest potrzebny do bezpośredniego wytwarzania ciepła i prądu elektrycznego tu i teraz. Ale co będzie po jutrze? Na całym świecie w specjalistycznych pracowniach powstają nowe rozwiązania. Tendencje światowe pokazują, że rośnie znaczenie gazu. Zwiększane są wymogi dotyczące ochrony klimatu, zmienia się prawo, i to nie zawsze w korzystnym dla kogeneracji kierunku. Czy mamy za kilka lat obudzić się zaskoczeni nową rzeczywistością? A może lepiej już teraz włączyć się w nurt prac kształtujących przyszłość? Może spróbować aktywnie wpływać na kierunki zmian? Podsuwanie problemów z praktyki naukowcom oraz podglądanie ich najnowszych dokonań to przecież fascynujące doświadczenie. Zwłaszcza że nie zawężamy obszaru dyskusji tylko do techniki i technologii. Przewidujemy dyskusję o ochronie środowiska, finansowaniu i wspieraniu kogeneracji, a zwłaszcza inwestycji. Wszystko to powinno dać spójny obraz przyszłości branży i być podstawą do kreślenia wizji i budowania strategii naszej firmy. Z drugiej strony taki wielostronny, zbiektywizowany obraz jest podstawą do zgłaszania postulatów pod adresem polityków, w jakim kierunku powinny zmierzać prace legislacyjne, by tworzone przepisy pomagały nam funkcjonować, a nie odwrotnie, co też się przecież zdarza.



JERZY KURELLA, WICEPREZES ZARZĄDU PGNiG SA

PGNiG SA współpracuje z wieloma ośrodkami naukowymi, zwykle są to zlecenia na rozwiązywanie konkretnych potrzeb. Podczas rozmów i dyskusji pomiędzy praktykami i naukowcami często pojawiają się nowe zagadnienia, wychodzące poza ramy projektu. Czasem brakuje spojrzenia z zewnątrz, z innej branży, z innej specjalności naukowej. Niejednokrotnie owocem tych dyskusji są nowe idee. Po zakończeniu projektu zapomina się o nich lub co najwyżej pozostają w głowach uczestników. A szkoda. Uznaliśmy zatem, że warto ten dorobek intelektualny upowszechnić, a także zachęcać do dyskusji o charakterze nie tylko utylitarnym, ale i poszerzającym horyzonty myślenia. Co ciekawe, taką potrzebę zgłaszali nie tylko praktycy, ale i profesorowie. Stąd inicjatywa powołania „Zeszytu Naukowo-Technicznego”, inicjatywa naszej spółki córki, PGNiG TERMIKA, której jednak w pełni w Centrali przyklasnęliśmy.



ZDJĘCIA: PGNiG TERMIKA, WALDEMAR KOMPALA

WYPOWIEDZI POCHODZĄ Z MAGAZYNU PRACOWNIKÓW PGNiG TERMIKA „CIEPŁOTEKA” NR 5/2014



► Przewodniczący
Rady Programowej
Waldemar Kamrat

Profesor zwyczajny w Katedrze Elektroenergetyki na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Specjalista ds. energetyki kompleksowej, łączącej w sobie elektroenergetykę, ciepłownictwo i gazownictwo. W latach 2004–2006 zasiadał w Komitecie ds. Energii Elektrycznej Europejskiej Organizacji Pracodawców Sektora Publicznego CEEP w Brukseli jako przedstawiciel Konfederacji Pracodawców Energetyki Polskiej. Jest doradcą Prezydenta Pracodawców Rzeczypospolitej Polskiej ds. Energetyki.



► Wiceprzewodniczący
Rady Programowej
Jerzy Kurella

Wiceprezes Zarządu PGNiG SA, radca prawny, pracował w PGNiG w latach 2002–2007, m.in. jako dyrektor zarządzający ds. obsługi prawnej, a następnie dyrektor ds. negocjacji. Odpowiadał m.in. za prawne aspekty wydzielania operatora systemu przesyłowego, restrukturyzację zadłużenia, wykup euroobligacji i wprowadzenie spółki na Giełdę Papierów Wartościowych. Od 2007 roku członek Zarządu, a następnie wiceprezes BOT Górnictwo i Energetyka, odpowiedzialny za strategię i integrację Grupy Kapitałowej BOT.



► Tomasz Dobski

Profesor zwyczajny w Katedrze Techniki Ciepłej w Politechnice Poznańskiej (Laboratorium Technologii Gazowych). Prawie 40 lat współpracy z polskim przemysłem gazowniczym, wiele konstrukcji dobrze pracujących w przemyśle. Konstruktor lub współkonstruktor ponad 150 typów palników gazowych, ok. 40 typów kotłów gazowych, komór spalania. Członek ETN – European Turbine Network.



► Wiesław Jamiołkowski

Dyrektor Departamentu Ochrony Środowiska PGNiG TERMIKA. Ekspert i praktyk prawa środowiskowego oraz zarządzania środowiskiem w przedsiębiorstwach energetycznych różnej skali, w tym w korporacjach międzynarodowych. Absolwent Politechniki Warszawskiej oraz MBA na Akademii im. Leona Koźmińskiego. Od 30 lat zawodowo związany z energetyką warszawską”.



► Jerzy Loch

Redaktor naczelny „Zeszytu Naukowo-Technicznego CGE”. 10 lat doświadczenia w dziennikarstwie i działalności wydawniczej oraz 25 lat w zarządzaniu, w tym 10 w energetyce: wiceprezes zarządu, następnie dyrektor biura w PSE Operator. Obecnie w PGNiG TERMIKA. Autor kilkuset artykułów i książki. Członek Komitetu ds. Polityki Klimatyczno-Energetycznej Krajowej Izby Gospodarczej.



► Józef Paska

Profesor zwyczajny w Instytucie Elektroenergetyki na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej i kierownik Zakładu Elektrowni Gospodarki Elektroenergetycznej. Przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 12 monografii i podręczników akademickich z zakresu elektroenergetyki. Zajmuje się też ekonomią źródeł rozproszonych.



► Andrzej Rubczyński

Dyrektor Departamentu Regulacji i Legislacji PGNiG TERMIKA, ekspert w zakresie legislacji. Absolwent Politechniki Warszawskiej oraz studiów MBA. Jako wieloletni dyrektor ds. inwestycji nabył doświadczenie w budowie i eksploatacji obiektów energetycznych zarówno w kraju, jak i za granicą.



► Janusz Skorek

Profesor zwyczajny w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej, gdzie utworzył zespół badawczy kompleksowo podejmujący problematykę energetyki gazowej i inżynierii gazowniczej. Prowadzi intensywne działania w zakresie wdrażania technologii rozproszonych kogeneracyjnych układów energetycznych głównie w oparciu o paliwa gazowe.



► Andrzej Zieliński

Profesor zwyczajny w Katedrze Inżynierii Materiałowej i Spajania na Wydziale Mechanicznym w Politechnice Gdańskiej i dyrektor Centrum Zaawansowanych Materiałów Węzła Innowacyjnych Technologii. Autor 265 publikacji i pięciu patentów oraz przeszło 100 prac badawczych, rozwojowych i ekspertyz. Liczne zagraniczne staże naukowe.

W SUKURS MINISTERSTWU GOSPODARKI

TRÓJPOROZUMIENIE DLA KOGENERACJI


Ministerstwo Gospodarki rozpoczęło prace nad aktualizacją Polityki Energetycznej. Obowiązujący dokument, przyjęty w 2009 roku, wyznacza kierunki polskiej energetyki w horyzoncie czasowym roku 2030. Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne powinien być po czterech latach aktualizowany. Znowelizowana Polityka sięgać ma roku 2050. Ważnym jej punktem będą postanowienia dotyczące kogeneracji. Według zapisów obowiązującego dokumentu od roku 2009 powinien następować wzrost produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Niestety, mamy do czynienia ze stagnacją, a w przypadku kogeneracji gazowej - notujemy wręcz spadek. Spowodowane to było brakiem systemu wsparcia od roku 2013 do połowy 2014. W maju system przywrócono, ale w skromniejszym wymiarze i z okresem obowiązywania tylko do roku 2018. Dało to doraźną poprawę, ruszyły nieczynne instalacje, nie rozwiązało jednak długofalowego problemu inwestycji. Prace Ministerstwa Gospodarki nad aktualizacją Polityki są zatem dobrą okazją, by postulaty o konieczności rozwoju kogeneracji wesprzeć opracowaniem kompleksowego systemu wsparcia, który wszedłby w życie z chwilą wygaśnięcia po roku 2018 obecnych rozwiązań.

*W sukurs Ministerstwu w opracowywaniu części Polityki Energetycznej dotyczącej kogeneracji postanowili przyjąć trzy organizacje. W lipcu **Polskie Towarzystwo Energetyki Zawodowej i Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie** podpisały porozumienie o wspólnym opracowaniu „Programu Rozwoju Kogeneracji”, a w sierpniu dołączyła **Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii**. Efektem tego trójporozumienia ma być wypracowanie rozwiązań i mechanizmów prawnych dla efektywnego wspierania istniejących oraz nowo powstałych instalacji kogeneracyjnych.*


*Powstał Zespół Projektowy, w którym uczestniczą eksperci firm-członków wymienionych organizacji, zapraszani też będą eksperci zewnętrzni i przedstawiciele urzędów państwowych. Pracami Zespołu kierować będą wspólnie: **Andrzej Rubczyński** PTEZ, dyrektor Departamentu Regulacji PGNiG Termika, oraz **Krzysztof Kidawa**, członek zarządu IEPiOE, ekspert PKN Orlen do spraw regulacji. Rezultatem ma być dokument, który byłby rekomendacją dla rządu. Składać ma się z dwóch części. Pierwsza to „Strategia rozwoju kogeneracji”, a druga - „Mechanizm Wsparcia Kogeneracji”. Dokument będzie prezentował doświadczenia i poglądy praktycznie wszystkich podmiotów gospodarczych prowadzących działalność w dziedzinie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, które zrzeszone są w tych trzech organizacjach, a mianowicie elektrociepłownie: przemysłowe, zawodowe i komunalne. Będzie więc reprezentatywny dla całego sektora.*


spis

WYDARZENIA


12  **JANUSZ PIECHOCIŃSKI**
WICEPREMIER
Polska potrzebuje wydajnych i czystych źródeł energii


16  **MACIEJ H. GRABOWSKI**
MINISTER ŚRODOWISKA
Kogeneracja będzie promowana

18  **JAROSŁAW NIEWIEROWICZ**
MINISTER ENERGETYKI LITWY
Świadomie stawiamy na kogenerację. To przyszłość energetyki


22  **PROF. WOJCIECH LISIEWICZ**
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES
Wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Niemczech


25  **AGNIESZKA CHILMON**
KANCELARIA CHILMON I WSPÓLNICY
Kogeneracja – remedium na ograniczenie emisji CO₂

28  **KAROL MANYS**
DZIENNIKARZ
Czysta energia dla Warszawy – sprawozdanie z konferencji naukowo-technicznej


35  **HANNA GRONKIEWICZ-WALTZ**
PREZYDENT WARSZAWY
Plany PGNiG Termika traktujemy jako otwarcie nowego rozdziału – podkreśla prezydent Warszawy

CIEPŁOWNICTWO


PROF. JÓZEF PASKA
POLITECHNIKA WARSZAWSKA
ADAM IWAN
PGNiG TERMIKA
Perspektywy kogeneracji prosumenckiej  38


ZBIGNIEW KOZŁOWSKI
MŁOSZ TOMASIK
CMS CAMERON MCKENNA
DARIUSZ GRESZTA SP. K.
Pozwolenia zintegrowane  46


EWA RUTKOWSKA-SUBOCZ
KANCELARIA DENTONS
Sprawozdanie bazowe w dyrektywie IED  49


ARTUR ZAJĄC
WIESŁAW JAMIOŁKOWSKI
PGNiG TERMIKA
Hydrargyrum... czyli rtęć na cenzurowanym  54

GAZOWNICTWO

62  **PROF. JANUSZ SKOREK**
WOJCIECH KOSTOWSKI
PAWEŁ BARGIEL
POLITECHNIKA ŚLĄSKA
Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne stosowania ekspanderów gazu ziemnego


66  **PROF. WŁADYSŁAW MIELCZARSKI**
POLITECHNIKA ŁÓDZKA
Gaz i kogeneracja pomogą zmniejszyć emisje

68  **MIKOŁAJ STASIAK**
EASY STATE AID KAZNOWSKI
STASIAK SPÓŁKA JAWNA
Pomoc publiczna dla wysokosprawnej kogeneracji

71  **PROF. TOMASZ DOBSKI**
RAFAŁ ŚLEFARSKI
POLITECHNIKA POZNAŃSKA
Kogeneracja rozproszona oparta na silnikach gazowych i turbinach gazowych małej mocy ze szczególnym uwzględnieniem zasilania gazami ziemnymi niskokalorycznymi

ELEKTROENERGETYKA

JULIUSZ JANKOWSKI
PGNiG TERMIKA
Rynek mocy – szansa dla kogeneracji w Polsce?  82

PROF. ANDRZEJ ZIELIŃSKI
POLITECHNIKA GDAŃSKA
Materiały w energetyce i ich degradacja  89



Źródło: 123RF

Źródło: 123RF



Janusz Piechociński, wicepremier

Ogniwo, które wymaga wsparcia

www.termika.pgnig.pl

ZDJĘCIA: JERZY DUDEK/FOTORZEPA

Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wymaga wsparcia – wyjaśnia wicepremier i minister gospodarki.

JERZY LOCH: Produkcja ciepła i energii w skjarzeniu wykazuje przeciętnie dwa razy wyższą sprawność niż technologie tradycyjne. Oznacza to, że produkując tę samą ilość energii, spalamy dwa razy mniej węgla i chronimy prostym sposobem klimat. Czemu nie lubimy kogeneracji?

JANUSZ PIECHOCIŃSKI: Kogeneracja jest ważnym ogniwem polskiego systemu energetycznego. Przypomnę, że w maju Sejm RP uchwalił nowelizację Prawa Energetycznego, w tym wznowienie systemu wsparcia do końca 2018 roku. Rozwiązanie to jest dedykowane wytwórcom energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji. Jest to o tyle ważne, iż wspieranie przedsiębiorstw energetycznych produkujących właśnie w taki sposób zapewnia minimum 10% oszczędności paliwa, a czasami sięga ona nawet 25%. Przekłada się to na mniejsze emisje szkodliwych substancji do otoczenia oraz zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju. Pamiętajmy również, że produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji bez systemu wsparcia jest nieopłacalna. Wynika to z niskiego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej. Produkcja energii elektrycznej w kogeneracji jest uzależniona od zapotrzebowania na ciepło użytkowe odbiorców, które jest bezpośrednio związane z położeniem naszego kraju w zmiennej strefie klimatycznej.

Gaz ziemny jest średnio dwa razy czystszy paliwem niż węgiel. Przy wykorzystaniu go w technologiach kogeneracyjnych chronimy zatem środowisko cztery razy bardziej niż przy produkcji tradycyjnej. Czemu nie stworzymy mechanizmów, by było to opłacalne? Gaz jest droższy, to prawda, ale OZE też i opłacalność zapewnia im dopiero ustawodawstwo. Czemu nie skorzystać z tej metody przy gazie?

W Ministerstwie Gospodarki pracujemy nad docelowym systemem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (CHP), który będzie miał za zadanie stymulowanie inwestycji w elektrociepłownię, przy możliwie jak najniższym obciążeniu kosztami odbiorcy końcowego. W wyniku procedury notyfikacji polskiego systemu wsparcia CHP w Komisji Europejskiej w 2013 roku nie obowiązywało wsparcie dla jednostek opalanych węglem i gazem. W efekcie nastąpiło wyłączenie niektórych bloków gazowych. Niepokojące sygnały dochodziły również po wznowieniu systemu wsparcia, gdy w maju Prezes URE opublikował jednostkowe opłaty zastępcze na 2014 i 2015 rok. Niektóre jednostki opalane gazem, pomimo wsparcia na poziomie 110 zł/MWh nie zadeklarowały wznowienia produkcji z przesłanek ekonomicznych. Elektrociepłownie węglowe natomiast kontynuowały pracę, otrzymując pomoc na poziomie 10 zł/MWh. Przygotowując system wsparcia dla różnych technologii, musimy mieć na względzie przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne kraju. Ważnym jego elementem jest zapewnienie pokrycia zapotrzebowania w moc szczytową oraz wykorzystanie dostępnych krajowych surowców naturalnych. Wszelkie rozwiązania muszą także uwzględniać różne uwarunkowania zewnętrzne, takie jak np. Polityka Klimatyczna UE.

Przyjęte w ostatniej nowelizacji Prawa Energetycznego mechanizmy wsparcia dla kogeneracji mają dwie wady. Po pierwsze – obowiązują zaledwie do roku 2018 (pozwoliły zatem przywrócić produkcję w niektórych instalacjach, które wobec braku systemu wsparcia przez pół roku nie pracowały), nie pozwalają jednak na podejmowanie decyzji o inwestowaniu w nowe moce, bo planowanie i realizacja inwestycji trwa znacznie dłużej. Czy i kiedy przełamiemy to ograniczenie? Po drugie – obniżyły próg opłaty zastępczej z 15 do 5% (i tyle dał Prezes URE), a zatem obniżyły wartość rynkową certyfikatów, zmniejszając bodźce dla producentów. Może należałoby przywrócić stary próg?

Przypomnę, że polski system wsparcia początkowo miał zostać wznowiony wyłącznie na dwa lata 2013–2014. Jednak ze względu na czasochłonność procesu notyfikacji oraz niejasne kryteria związane z zagadnieniami pomocy publicznej, zdecydowaliśmy się przedłużyć system wsparcia

do końca 2018 roku. Podejmując taką decyzję, zdawali-śmy sobie sprawę również, że aktualnie przedsiębiorstwa energetyczne są w trakcie przystosowywania swoich mocy wytwórczych do zapisów dyrektywy o emisjach przemysłowych, która zacznie obowiązywać od 2016 roku. Naszą intencją było, aby w tym czasie funkcjonował system wsparcia. Dzisiaj znamy już zapisy wytycznych w zakresie ochrony środowiska i energetyki na lata 2014–2020, które zostały opublikowane 28 czerwca bieżącego roku. Po ich analizie wiemy, że podjęliśmy trafną decyzję, konstruując nasz system do 2018 roku. Teraz pracujemy nad docelowym rozwiązaniem.

Jeśli chodzi o poprawkę Senatu RP, chciałbym podkreślić, iż jest ona efektem analiz działania systemu w latach 2007–2012. Opłata zastępcza, która wyznacza na giełdzie górną granicę wartości praw majątkowych wynikających z tzw. certyfikatów, ustalana jest przez Prezesa URE tak, aby system nie powodował zbyt dużego wsparcia i w odwrotną stronę – zbyt niskiego wsparcia. W latach 2007–2012 prezes URE ustalał jednostkową opłatę zastępczą Ozk na poziomie dolnej granicy – 15%. Pozostawienie tak zdefiniowanej dolnej granicy Ozk oznaczałoby zawężony mechanizm reagowania przez regulatora na ewentualne zmiany na rynku energii elektrycznej i ciepła.

Projekt Ustawy o OZE jest gotowy. Dlaczego prace trwały tak długo? Czy jest Pan usatysfakcjonowany kształtem ustawy? Czy istnieją jeszcze jakieś rozbieżności co do pewnych zapisów? Kiedy można spodziewać się uchwalenia ustawy?

Przede wszystkim chciałbym zwrócić uwagę na wrażliwość regulacji wynikającą z wprowadzania nowego systemu wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii. Zaproponowana w tym obszarze przebudowa dokonuje swoistej rewolucji we wspieraniu wytwarzania tego rodzaju energii, a co za tym idzie, spotykała się ona z licznymi głosami krytyki. Również na poziomie rządowym trwały liczne dyskusje nad ostatecznym brzmieniem projektu, a osiągnięcie konsensusu wymagało ustępstw ze strony wielu resortów.

Niemniej jednak wprowadzane przez nas rozwiązania aukcyjne są optymalne z punktu widzenia efektywności kosztowej systemu oraz całej gospodarki. Dodatkowo, należy zauważyć, iż na czas prac nad projektem miały

także wpływ nowe regulacje unijne, w szczególności w obszarze pomocy publicznej oraz postulatów zgłaszanych zarówno przez poszczególne resorty, jak również partnerów społecznych.

Dokument trafił do parlamentu, co oznacza, iż rozpoczął się kolejny etap prac. Teraz istotnym aspektem będzie m.in. dyskusja na temat mocnych i słabych stron obecnego ustawodawstwa polskiego w zakresie tworzenia spółdzielni energetycznych mających na celu wytwarzanie i dystrybucję energii. Dlatego zleciliśmy w trybie konkursowym opracowanie „Analizy mającej na celu wdrożenie instytucji spółdzielni energetycznej do polskiego systemu prawa w oparciu o najlepsze praktyki krajów Unii Europejskiej”.

W jaki sposób polski rząd ma zamiar przekonywać partnerów unijnych do swych racji, że polityka dekarbonizacyjna musi być zastąpiona polityką ograniczania emisji? Że cele klimatyczne można osiągnąć w inny sposób niż lansowany przez Brukselę? Tym bardziej że analizy skuteczności dotychczas stosowanych narzędzi dają druzgocące wyniki: są przeciwnie skuteczne. Podrażając produkcję w Unii, powodując ucieczkę przemysłu do krajów o liberalnych normach ochrony środowiska i ostatecznie przyczyniają się do pogorszenia sytuacji klimatu w świecie.

Od wielu lat przekonujemy partnerów unijnych do bardziej zrównoważonego podejścia w obszarze redukcji emisji. Nasze wysiłki zaczynają przynosić efekty. Dowodem na to jest chociażby przebieg dyskusji nad ramami klimatycznymi na okres 2020–2030, w której polski głos, wzywający do uwzględnienia zróżnicowanych warunków krajowych przy podejmowaniu decyzji, jest słyszany i brany pod uwagę. Cieszę się bardzo, że nasi partnerzy coraz wyraźniej widzą, iż nadmierne obciążanie gospodarki kosztami polityki klimatycznej jest szkodliwe zarówno dla rozwoju gospodarczego, ale także dla środowiska.

Z dużą satysfakcją obserwuję również przebieg dyskusji o reindustrializacji Europy. Jeszcze niedawno nasze apele o spójność polityki klimatycznej i przemysłowej pozostawały bez odpowiedzi. Dziś polskim głosem mówi część Komisji oraz coraz większa grupa państw członkowskich. Trudno przesądzić, czy debata o reindustrializacji zakończy się ustanowieniem celu wzrostu udziału przemysłu

w unijnym PKB do 20%, ale sam fakt, że dostrzeżono problem negatywnego wpływu polityki klimatycznej na przemysł, jest przełomowy.

Jaki będzie preferowany kierunek polityki inwestycyjnej w energetyce?

Polska potrzebuje zdywersyfikowanego miksu paliwowego opartego na gazie, czystym węglu, odnawialnych źródłach energii oraz energii jądrowej. Tylko taki koszyk energetyczny zapewni nam bezpieczeństwo, które obecnie nabiera szczególnego znaczenia. Priorytetem jest zapewnienie dostaw odpowiedniej ilości energii elektrycznej wszystkim odbiorcom, od gospodarstw domowych, przez instytucje publiczne po przedsiębiorstwa i przemysł. Wg naszych szacunków rozwój gospodarczy Polski pociągnie za sobą w perspektywie 20 lat wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do ok. 170 TWh rocznie. Oznacza to, że należy zwiększyć jej produkcję aż o 38%. Znajdujemy się w fazie ogromnych przemian w sektorze energetyki. Konieczne staje się także zwiększenie mocy produkcyjnych przez budowę nowych źródeł wytwarzania. Oddano do użytku nowy blok energetyczny w Bełchatowie i rozpoczęły się już kolejne ogromne inwestycje, jak chociażby rozbudowa elektrowni w Opolu czy w Kozienicach. Ale aby produkować więcej energii i równocześnie wywiązać się z unijnych zobowiązań dotyczących redukcji emisji CO₂, potrzebujemy wydajnych i czystych jej źródeł. Do 2020 roku musimy obniżyć emisyjność energetyki o 20%, a Komisja Europejska dąży do dalszych radykalnych wzrostów tego celu. Istnieje tu poważne ryzyko wzrostu cen energii elektrycznej w kraju. Dlatego bardzo aktywnie bierzemy udział w dyskusjach mających na celu minimalizację wpływu pakietu energetyczno-klimatycznego na polską gospodarkę i ochronę strategicznych interesów kraju.

Stąd też, przyjęty przez Radę Ministrów w styczniu bieżącego roku, Program polskiej energetyki jądrowej (PPEJ), który przewiduje budowę 6 tys. MW zainstalowanej mocy, tj. cztery–sześć bloków jądrowych. Do 2035 roku powstawać w nich będzie 50 TWh energii elektrycznej w ciągu roku. Oznacza to możliwość uniknięcia emisji 35 mln ton CO₂ rocznie. Zgodnie z założeniami Polityki energetycznej do 2030 roku w elektrowniach jądrowych będzie powstawać ok. 12% produkowanej w Polsce energii, a w 2035 roku, po wybudowaniu drugiej elektrowni – ok. 19%.

ROZMAWIAŁ: **JERZY LOCH**



ZDJEŃCIE: JERZY DUDZEK/FOTOREFERA



Maciej Grabowski,
minister środowiska

Kogeneracja będzie promowana

www.termika.pgnig.pl

Z punktu widzenia ministra środowiska największą wartość ma ta energia, której zużycie udało się zmniejszyć, a najlepiej go uniknąć. W ten sposób ograniczamy oddziaływanie na środowisko i oszczędzamy zasoby dla przyszłych pokoleń. Ale jak takie myślenie pogodzić ze wzrostem gospodarczym? Kluczem jest efektywność energetyczna.

Szukając najlepszych rozwiązań, należy docenić potencjał tkwiący w produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Jestem gorącym zwolennikiem tej technologii, powinniśmy rozwijać zakres jej stosowania i wspierać ją, również mechanizmami ekonomicznymi. Przyjęty w tym roku przez Radę Ministrów dokument „Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko do roku 2020” w wielu miejscach kładzie nacisk na racjonalne wykorzystywanie posiadanych zasobów paliw, odwołując się również do kogeneracji.

Kogeneracja w Polsce korzysta przede wszystkim z węgla i gazu, w mniejszym stopniu z biomasy. Wszystkie te surowce występują w naszym

kraju. Polityczny kryzys na Ukrainie po raz kolejny pokazał, jak ważne są rodzime źródła energii. Za korzystaniem z węgla w sposób racjonalny i efektywny, czyli także oszczędzający środowisko, stoi zatem polska racja stanu. Rozszerzanie technologii gazowych ma z kolei to uzasadnienie, że jest to surowiec, który przy produkcji energii emituje o wiele mniej zanieczyszczeń od węgla. Nie bez znaczenia jest też fakt, że wiele polskich złóż gazu zostało już udostępnionych, choć jeszcze nie wszystkie są eksploatowane. Powstają jednak szanse dla małej kogeneracji rozproszonej. W pobliżu odwiertów (dziś „zaczopowanych”) mogą powstawać niewielkie instalacje na potrzeby drobnego przemysłu i lokalnych osiedli mieszkalnych.



Kogeneracja węglowa, czy gazowa, w wytwarzaniu energii charakteryzuje się najwyższym technicznie możliwym poziomem wykorzystania energii paliwa. Daje to w efekcie najniższe rejestrowane jednostkowe wskaźniki szkodliwego oddziaływania na środowisko. Analizujemy różne raporty i wszystkie są zgodne pod tym

ZDJEŃCIE: MAT. PRASOWE

względem: w porównaniu z energetyką konwencjonalną negatywne oddziaływanie produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu jest dwukrotnie niższe. Nie ulega wątpliwości, że technologie kogeneracyjne spełniają kryteria BAT – wyboru i stosowania najlepszej dostępnej techniki (Best Available Technique). Spełnianie tych kryteriów, wymaganych przez IED (Dyrektywę o Emisjach Przemysłowych) jest warunkiem nie tylko dopuszczenia instalacji wysokosprawnej kogeneracji do eksploatacji, ale również wyrażenia zgody na wspieranie prowadzonej tam produkcji poprzez uznanie, że takie wsparcie nie stanowi zabronionej pomocy publicznej.

„Zależy nam na propagowaniu i upowszechnianiu innowacyjnych, proefektywnościowych rozwiązań zmniejszających oddziaływanie przemysłu na środowisko”.

Dzisiaj produkcja w skojarzeniu to ok. 22% wszystkich mocy zainstalowanych w polskiej elektroenergetyce i 17% wolumenu wytwarzanej energii elektrycznej. Według wielu opracowań analitycznych występuje u nas realny potencjał podwojenia mocy kogeneracyjnych, warto więc sięgnąć po istniejące możliwości upowszechnienia tej technologii. Od razu po uruchomieniu takiej produkcji energii można odnotować ograniczenie oddziaływania na środowisko, które dodatkowo spada, jeżeli powstają np. odpowiednie instalacje oczyszczające. To nie jest subiektywna ocena, lecz wynik lektury raportów Inspekcji Ochrony Środowiska. Weźmy dla przykładu emisyjną sytuację w stolicy. Miałem wielokrotnie okazję bezpośrednio obserwować skalę ogromnych zmian, jakie przechodzą warszawskie elektrociepłownice

nie w związku z IED. Systematycznie czynione wysiłki dają efekty. Kominy działają do poziomu rzędu 4% rejestrowanych w mieście podstawowych parametrów jakości powietrza! W zestawieniu z pozostałymi źródłami zanieczyszczeń, takimi jak miejski transport, komunikacja, kogeneracja daje nieprawdopodobnie wręcz efekty. Dlatego w Warszawie dalsze upowszechnianie dostaw ciepła sieciowego stało się strategicznym kierunkiem rozwoju.

Zdajemy sobie wszyscy sprawę, że nie we wszystkich obszarach aktywności jest możliwa tak dynamiczna poprawa. Tym bardziej więc należy sięgać po możliwości tkwiące w najlepszych znanych technologiach. Rozwijanie technologii kogeneracyjnych czy wręcz trójgeneracyjnych, czyli z dodatkową produkcją chłodu, wymaga jednak stymulacji ekonomicznej. Energetyka jest obszarem regulowanym, nie działają tu tylko prawa rynku. Wdrażanie OZE bez normatywów prawnych zezwalających na pomoc finansową dla tego obszaru nie byłoby możliwe. Jestem przekonany, że kogeneracja również zasługuje na takie podejście. Resort ochrony środowiska będzie sprzyjał budowaniu spójnego i wieloletniego systemu wsparcia kogeneracji, jaki zapowiedziało Ministerstwo Gospodarki. Będziemy szczegółowo analizowali proponowane przez ten resort rozwiązania promujące technologie niskoemisyjne i kogeneracyjne, a jeśli zajdzie taka potrzeba, będziemy te prace wspierać m.in. wiedzą i doświadczeniem naszych ekspertów. Opracowywane obecnie systemy wsparcia muszą mieć charakter długofalowy i w wyważony sposób wspierać realizację innych kluczowych zadań gospodarczych kraju, w tym zadań związanych z ochroną środowiska.

Ze strony resortu środowiska mogę zapewnić, że wszelkie innowacyjne działania zmierzające do poprawy efektywności wykorzystywania energii, w tym wdrażanie zaawansowanych technik kogeneracyjnych, będą nadal finansowo wspierane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Zależy nam na propagowaniu i upowszechnianiu innowacyjnych, proefektywnościowych rozwiązań zmniejszających oddziaływanie przemysłu na środowisko. Będą promowane wszelkie technologie ułatwiające to zadanie.

Warunki klimatyczne w Polsce, powodujące stosunkowo długie okresy zapotrzebowania na ciepło, sprawiają, że kogeneracja w naszym kraju może być źródłem najlepszych dostępnych technologii w tej branży w całej Unii Europejskiej. Trzeba ten klimatyczny atut wykorzystywać.



Jarosław Niewierowicz,
minister energetyki Litwy

Świadomie stawiamy na kogenerację. To przyszłość energetyki

Po wycofaniu Ignalińskiej Elektrowni Atomowej z eksploatacji (...) władze litewskie zostały zmuszone do poszukiwania nowych, możliwie tanich źródeł energii. Ostatecznie zdecydowano się na gazowe elektrociepłownie kogeneracyjne, będące niezawodnym, lokalnym źródłem energii elektrycznej.



JERZY LOCH: Przed 2000 rokiem na Litwie istniało tylko dziewięć instalacji kogeneracyjnych, których moc szacowano na 550 MW. Sytuacja ta uległa znaczącej zmianie po wyłączeniu z eksploatacji elektrowni nuklearnej w Ignalinie, kiedy to rząd litewski przyjął program rozwoju energetyki zakładający także wsparcie dla budowy nowych instalacji kogeneracyjnych. Dziś na Litwie funkcjonują 32 tego rodzaju instalacje, a ich moc zainstalowana przekracza 1100 MW. Jakie były powody podjęcia decyzji o rozwoju instalacji produkujących energię ciepłą i elektryczną w skojarzeniu?

JAROSŁAW NIEWIEROWICZ: W czasach, kiedy siłownia nuklearna w Ignalinie wciąż funkcjonowała, Litwa była w stanie zapewnić swoim obywatelom tanią energię elektryczną, a nawet eksportować nadwyżki za granicę, problem lokalnego wytwarzania prądu na zasadach konkurencji w ogóle wówczas nie występował. Po wycofaniu Ignalińskiej Elektrowni Atomowej

„Proces kogeneracji pozwala na oszczędne gospodarowanie pierwotnymi źródłami energii”.

z eksploatacji sytuacja uległa znaczącej zmianie, zmuszając władze litewskie do poszukiwania nowych, możliwie tanich źródeł energii elektrycznej. Ostatecznie zdecydowano się na gazowe elektrociepłownie kogeneracyjne, będące niezawodnym, lokalnym źródłem energii elektrycznej. Po 2008 roku, kiedy to odnotowano znaczący wzrost cen gazu ziemnego na rynkach światowych oraz – w szczególności – na Litwie, nasz kraj zmuszony był poddać ponownej analizie strategię rozwoju lokalnych elektrociepłowni, w wyniku czego nacisk położony został na biomasę, będącą powszechnie dostępnym, lokalnie wytwarzanym surowcem energetycznym. Rozwój biomasowych instalacji kogeneracyjnych pozwolił nam na jednoczesne rozwiązanie całego szeregu problemów oraz pozwolił na osiągnięcie kilku celów jednocześnie.

Jakich?

Po pierwsze, proces kogeneracji pozwala na oszczędne gospodarowanie pierwotnymi źródłami energii oraz na efektywne ich wykorzystanie. Przyjęta przez nas strategia przyczyniła się ponadto w sposób znaczący do realizacji celów w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz spełnienia zobowiązań wynikających z ustawodawstwa wspólnotowego, dotyczących zapewnienia, aby do 2020 roku udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii wyniósł 23%. Już dziś niewiele dzieli nasz kraj od realizacji tego zadania. W 2013 roku około 21,7% zużywanej energii na Litwie pochodziło ze źródeł odnawialnych. Co więcej, wykorzystanie tej technologii przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i pomaga zapobiegać niebezpiecznym tendencjom w zakresie zmian klimatycznych związanych z emisją gazów wywołujących efekt cieplarniany. Należy wreszcie wskazać, że rozwiązanie to pozwala radzić sobie z istotnymi problemami społecznymi – ciepło wytwarzane przez instalacje kogeneracyjne wykorzystujące biopaliwa pozwala na obniżenie kosztów ogrzewania miejskiego ponoszonych przez mieszkańców miast i miasteczek w porównaniu z ceną ogrzewania za pomocą gazowych podgrzewaczy wody. Dodatkowo przyczynia się do powstawania nowych miejsc pracy w poszczególnych regionach. Stopień wykorzystania oraz znaczenie energii odnawialnej wzrasta każdego roku. Władze litewskie wyznaczyły cel w postaci zapewnienia, aby do 2020 roku 70% energii w sektorze ciepłowniczym wytwarzane było na bazie źródeł odnawialnych. Już dziś niemal 35% energii wytwarzanej w ciepłowniach powstaje na bazie biomasy stałej. Realizacja dwóch dużych projektów, planowanych na terenie największych miast na Litwie, pozwoli w najbliższej przyszłości wypełnić wciąż istniejącą w tym zakresie lukę.

Poprzednio system wytwarzania energii ciepłej opierał się na węglu i torfie, podczas gdy dziś, po przeprowadzeniu nowych inwestycji, podstawowym paliwem wykorzystywanym na potrzeby kogeneracji energii jest gaz, nawet pomimo rosnącego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Jakie cechy paliwa gazowego sprawiły, że władze litewskie postanowiły postawić właśnie na tę technologię?

Węgiel nigdy nie stanowił na Litwie znaczącego źródła energii, jako że do 1960 roku nasz kraj korzystał w bardzo dużym stopniu z lokalnych zasobów torfu. Przejście na paliwo gazowe,

jakie miało miejsce pół wieku temu, uzależnione było od zmian technologicznych, jak również od procesu budowy sieci gazociągów. Stabilność dostaw gazu spowodowała, że litewski sektor energetyczny obrał wówczas odmienną od polskiej drogę rozwoju. Co więcej, po wycofaniu z eksploatacji Ignalińskiej Elektrowni Atomowej w grudniu 2010 roku, wykorzystująca gaz Litewska Elektrownia w Elektrėnai stała się podstawowym źródłem energii elektrycznej w kraju, zaspokajającym rosnące zapotrzebowanie na dostawę prądu. Aby umożliwić realizację tego celu, wybudowano nową instalację wyposażoną w układ gazowo-parowy z turbiną gazową (CCGT) o mocy 455 MW. Blok energetyczny został oficjalnie oddany do użytku w 2012 roku. Nowy blok energetyczny jest w stanie pokryć 20–25% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną na Litwie. Co więcej, ilość gazu potrzebna do wytworzenia tej samej co wcześniej ilości energii ulegnie zmniejszeniu nawet o 30%. Nowy blok energetyczny pozytywnie wpłynie ponadto na bezpieczeństwo energetyczne, niezawodność systemu oraz pozwoli oszczędnie gospodarować zasobami energetycznymi kraju.

Rząd litewski przyznał w ramach budżetu na lata 2013–2020 dodatkowe kwoty na uruchomienie elektrociepłowni kogeneracyjnych wykorzystujących biomasę o łącznej mocy przekraczającej 350 MW. Jakie argumenty zaważyły na tej decyzji?

Decyzja ta stanowi naturalną konsekwencję aktualnej sytuacji, kiedy Litwa płaci za gaz jedną z najwyższych cen w Europie, musieliśmy więc rozważyć alternatywne rozwiązania. Spadek kosztów inwestycyjnych w zakresie budowy i utrzymania ciepłowni kogeneracyjnych na biomasę, ogromny, niewykorzystany potencjał lokalnych źródeł biomasy, niskie ceny biopaliw (dwa czy też nawet trzy razy niższe od cen gazu), a także możliwość zapewnienia wytwarzania energii na szczeblu lokalnym na zasadach konkurencyjnych zachęciły do poważnego zajęcia się tym zagadnieniem. Już w perspektywie finansowej na lata 2007–2013 na realizację tego celu przeznaczono znaczną część unijnych funduszy strukturalnych; w ramach aktualnej perspektywy finansowej planowane jest przyznanie ok. 1,1 mld litów na rozwój omawianych projektów, ze szczególnym uwzględnieniem budowy instalacji wytwarzania energii ze źródeł alternatywnych na terenie największych miast na Litwie.

Na Litwie funkcjonuje doskonale rozwinięty system finansowy mający na celu zapewnienie wsparcia dla rozwoju kogeneracji. Czy mógłby Pan Minister przedstawić przyczyny, dla których władze litewskie zdecydowały się wspierać rozwiązanie, jakim jest kogeneracja? Czy naprawdę jest to wydatek opłacalny?

Program wspierania instalacji kogeneracyjnych, jaki funkcjonuje na Litwie, działa sprawnie od ok. 10 lat, w sposób pozytywny przyczyniając się do realizacji celów o zasięgu ogólnokrajowym. Biorąc jednak pod uwagę istotne zmiany, jakie zachodzą zarówno na Litwie, jak i w całej Unii Europejskiej, konieczne stało się dokonanie ponownej oceny całego programu oraz dostosowanie go do zmieniających się warunków. Komisja Europejska twierdzi, że z uwagi na niedoskonałości występujące na rynku energii oraz zbyt niski poziom zachęt do inwestowania w nowe instalacje energetyczne, pomoc państwa jest czymś do pewnego stopnia nieuniknionym. Oczywiście konieczne

„Wytwarzanie w skojarzeniu ciepła i energii będzie odgrywało znaczącą rolę w bilansie energii elektrycznej i ciepłej w przyszłości”.

jest zapewnienie, aby miała ona jak najmniejszy wpływ na działanie rynku i nie powodowała zaburzeń w jego funkcjonowaniu. Także i władze litewskie usiłują znaleźć rozwiązanie tego rodzaju problemów. Planowane są zmiany dotyczące programów pomocowych, biorące pod uwagę aktualną politykę unijną, zmiany zachodzące w sektorze energetycznym, jak również budowę międzysystemowych połączeń energetycznych NordBalt oraz LitPol Link, które już niedługo zostaną oddane do użytku.

ZDJEŃCIE PAP



Czy zechciałby Pan opisać w skrócie filozofię leżącą u podstaw litewskiego systemu wsparcia dla kogeneracji oraz zastosowane rozwiązania, z których jest Pan najbardziej zadowolony?

Wsparcie finansowe dla ciepłowni kogeneracyjnych przyznawane jest w celu pokrycia kosztów wytwarzania energii w zakresie, w jakim przekraczają one porównywalne koszty wytwarzania energii przez alternatywne instalacje. Wysokość wsparcia wyliczana jest i akceptowana przez niezależny organ regulacyjny sektora energetycznego, poddający ocenie cały szereg wskaźników i odpowiadający za zapewnienie, aby warunki dla różnych producentów energii pozostawały takie same i zgodne z zasadami konkurencji. Podział obowiązków pomiędzy niezależny organ regulacyjny, ustawodawcę oraz uczestników rynku pozwala na stworzenie przejrzystego, efektywnie działającego programu wsparcia dla instalacji kogeneracyjnych.

Władze państwowe udzielały wsparcia finansowego dla projektów w obszarze kogeneracji energii od 2004 roku, przyznając na ten cel znaczące kwoty – poczynając od 30 mln litów w 2010 roku, a skończywszy na ponad 301 mln litów w 2009 roku. W 2012 roku na potrzeby wsparcia inwestycji w obszarze kogeneracji energii przyznano ponad 112 mln litów. Czy nie ma Pan obaw, że Unia Europejska może uznać to za formę niedozwolonej pomocy publicznej?

Komisja Europejska stwierdziła przecieź, że w odniesieniu do części procesu wytwarzania energii konieczne jest zapewnienie dodatkowego finansowania z uwagi na to, że ko-

generacja musi koegzystować na rynku z innymi źródłami energii (w tym z dotowaną energią ze źródeł odnawialnych), z którymi nie jest w stanie realnie konkurować. Poszczególne państwa mają zatem prawo stosować różnego rodzaju mechanizmy mające eliminować czynniki powodujące występowanie stanu nierównowagi na rynku energii. W związku z powyższym przydzielenie części środków na pokrycie zmiennych kosztów paliwa pozwala zapewnić różnym producentom równe szanse w zakresie walki konkurencyjnej z energią elektryczną importowaną z innych państw, w których ograniczenia dotyczące ochrony środowiska nie obowiązują bądź też w których polityka cenowa dotycząca energii oraz paliw różni się znacząco od polityki stosowanej przez UE.

Jakie są plany na przyszłość? Jaką rolę w litewskiej polityce energetycznej w najbliższych latach odgrywać będzie proces kogeneracji?

Narodowa Strategia Energetyczna oraz szereg innych dokumentów, które są obecnie przygotowywane, przewidują, że w celu osiągnięcia niezależności energetycznej, konkurencyjności oraz zrównoważonego rozwoju należy położyć nacisk na rozwój lokalnego wytwarzania energii na konkurencyjnych zasadach, co oznacza, że wytwarzanie w skojarzeniu ciepła i energii elektrycznej z biomasy oraz gazu będą odgrywały znaczącą rolę dla bilansu energii elektrycznej i ciepłej w najbliższej przyszłości, a dzięki wdrożeniu projektu budowy na obszarze Wilna i Kowna elektrociepłowni kogeneracyjnych wykorzystujących biomasę, Litwa poczyni znaczący krok w kierunku osiągnięcia swoich celów strategicznych.

ROZMAWIAŁ: **JERZY LOCH**



Wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Niemczech

www.termika.pgnig.pl

prof. Wojciech Lisiewicz

Poniżej zostanie przedstawiona ustawa o wsparciu kogeneracji w kontekście regulacji ciepłownictwa, następnie uregulowany w niej obowiązek przyłączenia źródła kogeneracyjnego i odbioru wytworzonej w nim energii elektrycznej. Najistotniejszym mechanizmem wsparcia jest premia kogeneracyjna. Ciekawym, aczkolwiek nieznanym w Polsce mechanizmem ustawy są dopłaty do rozbudowy sieci ciepłowniczej.

Ogólnie o regulacji ciepłownictwa i kogeneracji

Ciepłownictwo nie jest w Niemczech co do zasady regulowane. W szczególności nie podlega regulacji ustalanie ani hurtowych, ani detalicznych cen ciepła. Jednym z nielicznych aktów prawnych wpływających przynajmniej pośrednio na ciepło systemowe w Niemczech, a podstawowym w zakresie wsparcia kogeneracji, jest ustawa o zachowaniu, modernizacji i rozbudowie kogeneracji (w skrócie KWKG) [2]. Ustawa ta podlegała w ostatnich latach wielu zmianom. Na uwagę zasługują w szczególności zmiany z 2012 roku, które uznano za konieczne, ponieważ przeprowadzona ewaluacja rozwoju kogeneracji w Niemczech wykazała brak odpowiedniego przyrostu mocy kogeneracyjnej [3]. Aby mimo to zakładany cel ustawy (25% energii elektrycznej z kogeneracji do 2020 roku) osiągnąć [4], system wsparcia został poszerzony i zmodyfikowany.

Obowiązek przyłączenia źródła i odbioru energii elektrycznej

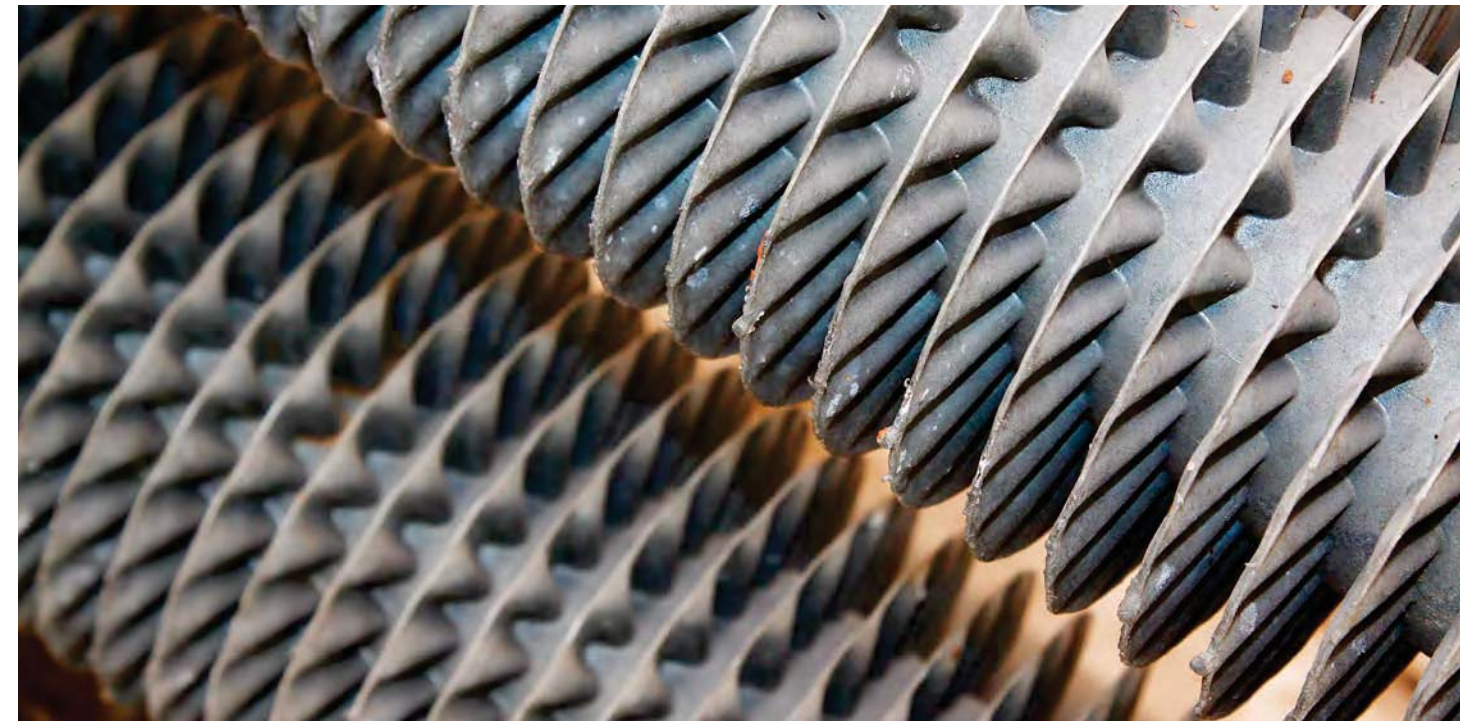
Podobnie jak ma to miejsce w przypadku energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł (OZE), podmiot wytwarzający w Niemczech energię elektryczną w kogeneracji ma prawo pierwszeństwa przyłączenia do sieci, odbioru energii elektrycznej oraz jej zakupu przez operatora sieci oraz do wynagrodzenia, § 4 KWKG. Wytwórca kogeneracyjny nie musi zatem dbać ani o zapewnienie odbioru wytworzonej (w kogeneracji) energii elektrycznej, ani o jej bilansowanie.

Zakup energii elektrycznej przez operatora sieci odbywa się po cenie ustalonej przez strony w umowie. Jeśli umowy takiej nie udało się wynegocjować, obowiązuje cena na danym rynku przyjęta, powiększona o kwotę zaoszczędzonych w wyniku wytwarzania rozproszonego opłat sieciowych, § 4 ust. 3 KWKG. Na cenę należną operatorowi źródła mogą mieć ponadto wpływ cena giełdowa, wielkość źródła, ewentualne oferty zakupu podmiotów trzecich itd.

Premia kogeneracyjna

Zgodnie z § 5 KWKG poza (wynegocjowaną lub w inny sposób ustaloną) ceną energii źródła kogeneracyjne ma również prawo do tzw. premii kogeneracyjnej, jeśli energię elektryczną wytworzono w nowym źródle wysokosprawnej kogeneracji. Dodatkowym warunkiem prawa do premii jest brak wyparcia istniejącego zaopatrzenia w ciepło systemowe ze źródła kogeneracyjnego oraz (od strony formalnej)

ZDJĘCIE: 123RF



zakwalifikowanie danego źródła jako podlegające wsparciu w rozumieniu § 6 KWKG.

1. Reguły wsparcia dla źródeł nowych i istniejących

Premia kogeneracyjna obejmuje wyłącznie źródła uruchomione między 19 lipca 2012 a 31 grudnia 2020 roku, § 5 ust. 1 i 2 KWKG. W § 5 ust. 2 KWKG wyraźnie zaznaczono, że premia kogeneracyjna dotyczy źródeł powyżej 2 MW mocy tylko wtedy, gdy w ich skład wchodzi urządzenia fabrycznie nowe.

Premia kogeneracyjna możliwa jest ponadto, gdy:

- ▶ źródło zostało zmodernizowane w celu poprawienia jego efektywności energetycznej lub zastąpione źródłem zupełnie nowym, § 5 ust. 3 KWKG. Modernizacja kwalifikująca źródło do premii kogeneracyjnej ma miejsce, gdy jej koszt wyniósł minimum 25% kosztu wybudowania porównywalnego źródła nowego,
- ▶ dokonano przebudowy źródła produkującego dotychczas bez kogeneracji, dzięki czemu powstanie możliwość wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, § 5 ust. 4 KWKG.

Źródła kogeneracyjne już istniejące są wykluczone z systemu wsparcia na podstawie powyższych przepisów. Jednak § 13 KWKG odsyła do regulacji obowiązującej przed rokiem 2012 i tym samym do szeregu poprzednich wersji ustawy z lat 2002–2012. Na mocy tego przepisu oraz innych prze-

pisów przejściowych źródła zbudowane wcześniej mogą otrzymać premię kogeneracyjną na zasadach i w wysokości obowiązującej w chwili ich uruchomienia przez okres w tych przepisach przewidziany.

2. Zakaz wypierania istniejącej kogeneracji

Zgodnie z § 5 KWKG premia kogeneracyjna przysługuje, gdy dane źródło nie wypiera istniejącego zaopatrzenia w ciepło z kogeneracji. Ustawodawca definiuje przy tym jedynie przypadki, w których takie wyparcie jest możliwe. Jest tak, gdy:

- ▶ w danej sieci ciepłowniczej ciepło z kogeneracji nie przekroczyło lub nie przekroczy 60-procentowego udziału w całości ciepła,
- ▶ istniejące źródło zostanie zastąpione nowym; w obecnym brzmieniu § 5 ust. 1 zd. 2 i 3 KWKG jest mowa o zastąpieniu źródła kogeneracyjnego przez jego właściciela lub też w porozumieniu z nim.

W pozostałych przypadkach operator źródła, który ubiega się o dopuszczenie do systemu wsparcia, musi w inny sposób wykazać, że nie zachodzi wyparcie innych źródeł kogeneracyjnych.

3. Wysokość premii kogeneracyjnej

Źródła kogeneracyjne spełniające opisane powyżej przesłanki korzystają ze wsparcia w postaci premii kogeneracyjnej – aktualnie w następującej wysokości (§ 7 KWKG):

- ▶ 0,0541 euro za kWh w przedziale mocy do 50 kW;

- ▶ 0,04 euro w przedziale mocy między 50 a 250 kW;
- ▶ 0,024 euro w przedziale mocy między 250 kW a 2 MW;
- ▶ 0,018 euro w przedziale mocy powyżej 2 MW.

Wszystkie źródła (niezależnie od ich mocy całkowitej) korzystają ze wskazanych stawek w podanych pasmach mocy, co pozwala uniknąć dyskryminacji źródeł o mocy tylko nieznacznie wyższej od danego progu (np. 2,1 MW).

Ponadto źródła objęte systemem handlu CO₂ otrzymują – jeśli zostały uruchomione po 1 stycznia 2013 roku – premię podwyższoną o kolejne 0,3 centa (przykładowo w przedziale powyżej 2 MW oznacza to, że premia wyniesie 2,1 eurocenta, czyli 0,021 euro za kilowatogodzinę).

Dopłaty do rozbudowy sieci ciepłowniczej

Nie tylko podaż energii elektrycznej i ciepła, ale również popyt na ciepło jest konieczny dla rozwoju kogeneracji. Dlatego też na mocy § 5a KWKG istnieje system dopłat do rozbudowy sieci ciepłowniczej, który ma zastosowanie, jeśli:

- ▶ rozbudowa sieci ma miejsce między 1 stycznia 2009 roku a 31 grudnia 2020 roku,
- ▶ rozbudowywana sieć jest zasilana ze źródeł kogeneracyjnych (z reguły min. 60%) oraz
- ▶ z formalnego punktu widzenia dopuszczono danego operatora sieci ciepłowniczej do systemu wsparcia w rozumieniu § 6a KWKG.

Wysokość dofinansowania ustalana jest zgodnie z § 7a, czyli w wysokości:

- ▶ 100 euro za 1 mb (maks. 40% wartości inwestycji) nowo położonej sieci o nominalnym przekroju do 100 mm,
- ▶ 30% wartości inwestycji dla nowo położonej sieci o nominalnym przekroju powyżej 100 mm.

Wypłaty dofinansowania dokonuje operator sieci elektroenergetycznej, na którego terenie położona jest sieć ciepłownicza. W przypadku sieci ciepłowniczych na terenie działania różnych operatorów reguły ustalania podmiotu zobowiązanego do wypłaty dofinansowania uregulowano w § 5a ust. 4 KWKG.

Wnioski

Podsumowując, można stwierdzić, iż niemiecki ustawodawca w wyważony sposób wspiera kogenerację zarówno w zakresie produkcji energii elektrycznej (premia kogeneracyj-

na, §§ 5, 7 KWKG), jak i dystrybucji ciepła (dofinansowanie rozbudowy sieci ciepłowniczych, §§ 5a, 7a KWKG). Ponadto premia kogeneracyjna przysługuje wyłącznie wtedy, gdy jest to z ekonomicznego i środowiskowego punktu widzenia sensowne – bezzasadne dublowanie źródeł jest wykluczone. Regulacja taka – poza samym wsparciem kogeneracji – stanowi czynnik równoważący interesy producenta i dystrybutora ciepła.

Ceny ciepła systemowego kształtują się w Niemczech na nieco wyższym poziomie niż np. w Polsce. Warto jednak zauważyć, że wysokość wsparcia kogeneracji ma poziom znacznie niższy niż w naszym kraju. Można zatem stwierdzić, że brak regulacji cen ciepła i nieco wyższy ich poziom pozytywnie wpływają na konkurencyjność kogeneracji. Konsekwencją restrykcyjnej regulacji cen ciepła i administracyjnego ich ustalania będzie zawsze konieczność wspierania kogeneracji jako korzystnej z punktu widzenia ochrony środowiska oraz zużycia energii technologii.

PROF. DR IUR. WOJCIECH LISIEWICZ

FH Schmalkalden – University of Applied Sciences

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ustawa o utrzymaniu, modernizacji i rozbudowie kogeneracji (niem.: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Ustawa określana jest skrótem KWKG; aktualna wersja ustawy wraz z kompletnymi danymi źródłowymi dostępna jest w WWW pod adresem http://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2002/BJNR109200002.html.
- [2] Niem.: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Ustawa określana jest skrótem KWKG; aktualna wersja ustawy wraz z kompletnymi danymi źródłowymi dostępna jest w WWW pod adresem http://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2002/BJNR109200002.html.
- [3] Zaznaczyć należy, że przyrost mocy kogeneracyjnej jest ze względu na uzyskiwaną w ten sposób oszczędność pierwotnych nośników energii celem samym w sobie, niepodlegającym w Niemczech dyskusji. Oszczędność energii jako taka jest nierozłącznym elementem polityki energetycznej w Niemczech, ponieważ uważa się tam, iż bez tego nie będzie możliwy zrównoważony wzrost gospodarczy w przyszłości. Tym samym ewentualne koszty wsparcia kogeneracji są w pewnych granicach akceptowane przez wszystkie partie polityczne.
- [4] Materiały parlamentarne Bundestagu: Drucksache 17/8801, 17. Wahlperiode des BT, strona 1/2, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/088/1708801.pdf>.



Remedium na ograniczenie emisji CO₂

www.termika.pgnig.pl

Agnieszka Chilmon

Obniżenie emisji gazów cieplarnianych stanowi jeden z trzech celów Unii Europejskiej (UE) w zakresie ochrony klimatu. Zgodnie z przyjętym pakietem klimatyczno-energetycznym emisje gazów cieplarnianych powinny zostać zmniejszone o 20% w roku 2020 w porównaniu z bazowym rokiem 1990. UE zamierza zaostrzyć politykę klimatyczną, w tym celu proponuje wprowadzenie wyższego celu redukcyjnego stanowiącego 40% w roku 2030 oraz wprowadzenie po roku 2020 nowego centralnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych polegającego na utworzeniu rezerwy stabilności rynkowej (Market Stability Reserve) [1]. Zmniejszenie o 40% emisji gazów cieplarnianych w roku 2030 zostało przewidziane przez Komisję Europejską (KE) w dokumencie stanowiącym „Energy Roadmap 2050”, do którego KE nawiązuje w swoim komunikacie w przedmiocie polityki energetyczno-klimatycznej w okresie 2020–2030. Co więcej, w tym dokumencie KE przedstawiła propozycję redukcji gazów cieplarnianych o 80% w roku 2050. Dokument nie został przyjęty formalnie, niemniej jednak wyznacza kierunek działania KE.

Proces wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokiej kogeneracji, jako jeden z najbardziej efektywnych sposobów przetwarzania energii pierwotnej, skutecznie przyczynia się do obniżenia emisji gazów cieplarnianych. Przy wykorzystaniu jednostek kogeneracji gazowej redukcja emisji może nawet osiągnąć ok. 60%. Tym samym techno-

logia kogeneracyjna oparta na paliwie gazowym wpisuje się w ambitną politykę dekarbonizacji UE.

Należy zauważyć, iż instalacje spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW zostały objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (system), w ramach którego na prowadzących instalacje został nałożony szereg obowiązków, w szczególności związanych z umorzeniem odpowiedniej liczby uprawnień (EUA) oraz wnoszeniem opłaty za wprowadzanie dwutlenku węgla (CO₂) do powietrza. W ramach systemu prowadzący instalację, objętą tym systemem, zobowiązany jest umorzyć uprawnienia do emisji w liczbie odpowiadającej wielkości emisji dokonanej w poprzednim roku okresu rozliczeniowego w terminie do 30 kwietnia każdego roku [2]. Umorzenie dokonywane jest przez podmiot zobowiązany, za pośrednictwem rachunku posiadania operatora (rachunek instalacji) lub osobistego rachunku posiadania, który taki podmiot powinien otworzyć w Rejestrze Unii [3] administrowanym przez Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy wykonujący zadania Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) w imieniu Polski. Rachunek instalacji prowadzony jest tylko dla jednej instalacji. Co istotne, prowadzący instalację samodzielnie umarza uprawnienia, albowiem nie obowiązują przepisy prawa, które stanowiłyby podstawę do umarzenia uprawnień w trybie decyzji administracyjnej, tak jak w przypadku umarzenia świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia energii z kogeneracji. Wielkość emisji, z którą związana jest liczba umorzonych uprawnień EUA, ustala się na podstawie raportu o wielkości emisji, który podmiot prowadzący instalację

obowiązany jest przedstawić KOBiZE w terminie do 31 marca każdego roku. Emisja z instalacji objętej systemem zostanie rozliczona poprzez umorzenie uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Jeśli okaże się, że wielkość emisji była mniejsza niż określona w raporcie, wówczas umorzone uprawnienia w liczbie przekraczającej wielkość emisji są zaliczane na poczet rozliczenia emisji w kolejnych latach okresu rozliczeniowego. W przypadku, gdy wielkość emisji była większa, wówczas prowadzący instalację jest zobowiązany dokonać umorzenia brakującej liczby uprawnień do emisji w terminie 14 dni od dnia wprowadzenia do rejestru informacji o wielkości emisji. Brak umorzenia w terminie uprawnień obliuguje właściwego wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska do nałożenia kary pieniężnej w wysokości równej iloczynowi liczby uprawnień EUA, która nie została umorzona, i jednostkowej stawki w wysokości 100 euro.

UE co do zasady wprowadziła obowiązek sprzedaży przez państwa członkowskie uprawnień EUA na aukcji. Takim obowiązkiem nie są objęte bezpłatne uprawnienia, które państwo członkowskie może przyznać w szczególności sieciom ciepłowniczym, jak również kogeneracji o wysokiej sprawności, w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej lub chłodu [4]. Jednakże całkowity przydział bezpłatnych uprawnień będzie stopniowo zmniejszany, począwszy od roku 2013 z 80% poprzez 30% w roku 2020, po 0 w roku 2027. Poziom, do którego odnoszą się bezpłatne przydziały, ustalany jest indywidualnie dla danej instalacji w oparciu o benchmark i historyczny poziom produkcji w latach 2005–2008 lub 2009–2010 w zależności od tego, które wielkości są wyższe. Liczba bezpłatnych uprawnień jest corocznie korygowana współczynnikiem liniowym wynoszącym 1,74% w odniesieniu do średniej całkowitej rocznej liczby uprawnień wydanych przez państwa członkowskie zgodnie z decyzjami Komisji dotyczącymi ich krajowych planów rozdziału uprawnień na lata 2008–2012. W przypadku ciepła przesyłanego do gospodarstw domowych UE wprowadziła odmienne uregulowania i tak wartość procentowa w roku 2014 wynosi 90% i będzie zmniejszać się o 10 punktów procentowych w każdym kolejnym roku [5]. Taki przydział bezpłatnych uprawnień na okres rozliczeniowy 2013–2020 został już dokonany przez Polskę [6].

Prowadzący instalacje, z których emisja gazów cieplarnianych jest wyższa niż ilość przyznaną bezpłatnych uprawnień,

są zmuszeni dokupić uprawnienia. W chwili obecnej uprawnieniami EUA można swobodnie rozporządzać, przy czym czynności rozporządzające uprawnieniami mogą być dokonywane wyłącznie między osobami fizycznymi, osobami prawnymi lub jednostkami organizacyjnymi niebędącymi osobami prawnymi, które posiadają rachunek w Rejestrze Unii. Na uwagę zasługuje fakt, iż obrót uprawnieniami jest zdematerializowany, same uprawnienia zaś nie stanowią papieru wartościowego. W chwili obecnej w polskim porządku prawnym brakuje definicji, która jednoznacznie określałaby charakter prawny uprawnień. Podobnie jest w innych państwach członkowskich. Polski ustawodawca zdefiniował uprawnienie do emisji jako uprawnienie do wprowadzenia do powietrza ekwiwalentu stanowiącego 1Mg CO₂ albo ilość innego gazu cieplarnianego stanowiącego odpowiednik 1 Mg CO₂ obliczoną z wykorzystaniem odpowiedniego współczynnika ocieplenia, które to uprawnienie służy do rozliczenia wielkości emisji w ramach systemu i którym można rozporządzać na zasadach określonych w przepisach prawa. Przyjmuje się, że uprawnienie stanowi publiczne prawo podmiotowe przyznane przez państwo. Jednocześnie uprawnienia stanowią aktywa niematerialne i inkorporują prawa majątkowe, albowiem stanowią przedmiot obrotu na rynku wewnętrznym. Powyższe wynika także wprost z art. 40 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) nr 389/2013. Uprawnienia ponadto posiadają zamienny charakter, co oznacza, że wszelkie obowiązki dotyczące zwrotu lub restytucji, które mogą dotyczyć uprawnień, mają zastosowanie do uprawnienia tego samego rodzaju. I tak np., jeżeli nabywca uprawnień nie działał w dobrej wierze, wówczas zbywca (posiadacz rachunku) może wystąpić przeciwko takiemu nabywcy z roszczeniem o restytucję odpowiednich uprawnień i to pomimo iż transakcja dotycząca przeniesienia uprawnień jest ostateczna i nieodwracalna [7]. Z uwagi na fakt, iż uprawnienia istnieją w formie zapisu elektronicznego, zapis ten stanowi także dowód prima facie istnienia tytułu prawnego do uprawnień.

Co istotne, unijny ustawodawca zamierza ujedynolicić charakter prawny uprawnień EUA i zaklasyfikować je do kategorii instrumentów finansowych celem wzmocnienia systemu rejestrów uprawnień do emisji oraz zaostrzenia warunków otwierania rachunków na potrzeby obrotu tymi uprawnieniami, jak również celem zapewnienia kompleksowego nadzoru nad obrotem tymi uprawnieniami. Tym samym wszelkie

transakcje obejmujące uprawnienia do emisji nie będą już przeprowadzane swobodnie, ale zostaną poddane nadzorowi Komisji Nadzoru Finansowego (KNF), pośrednikami w ich sprzedaży będą zaś mogły być wyłącznie instytucje kredytowe lub finansowe posiadające zezwolenie KNF.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę, iż KE zmierza do podwyższenia ceny uprawnień, upatrując w systemie handlu uprawnieniami do emisji zasadniczego instrumentu redukcji gazów cieplarnianych w ramach polityki dekarbonizacji. W tym celu KE wycofała z aukcji w latach 2014–2016 odpowiednio 400, 300 i 200 mln uprawnień do emisji, które mają być przywrócone na rynek w latach 2019–2020 w liczbie odpowiednio 300 i 600 uprawnień [8]. KE zamierza także utworzyć rezerwę stabilności rynkowej, która powinna zapobiegać nadmiernej podaży uprawnień EUA na rynku poprzez automatyczne przekazywanie określonej ilości uprawnień do rezerwy.

Wprowadzanie przez instalację gazów cieplarnianych do powietrza wiąże się także z opłatami za korzystanie ze środowiska. Jeżeli instalacji przyznano uprawnienia EUA, wówczas prowadzący tę instalację zobowiązany jest wносить opłatę za wprowadzanie CO₂ do powietrza w wysokości określonej przepisami art. 27 ust. 1 ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Co do zasady opłata wynosi iloczyn liczby uprawnień EUA przyznaných na pierwszy rok okresu rozliczeniowego oraz obowiązującej w poprzednim roku jednostkowej stawki opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, dotyczącej CO₂ [9]. Wniesienie powyższej opłaty skutkuje zwolnieniem z opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w części dotyczącej wprowadzenia CO₂. W przypadku, gdy taka instalacja nie otrzymała bezpłatnych uprawnień do emisji, prowadzący tę instalację zobowiązany jest do wniesienia opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w pełnej wysokości. Obie opłaty różnią się w szczególności metodyką ich wyliczenia, terminami płatności, jak również osobą wierzyciela. Pierwsza opłata wpłacana jest na rachunek Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, druga zaś na rachunek właściwego urzędu marszałkowskiego.

Wysokość opłat ustala się na podstawie wielkości rzeczywistej emisji. Podobnie jest przy wykonaniu obowiązku w zakresie umorzenia uprawnień EUA, w przypadku którego ilość uprawnień zależy od ilości gazów wprowa-

dzanych do powietrza. Wskutek obniżenia emisji prowadzący instalację poniesie niższe koszty, jak również może sprzedać nadwyżkę uprawnień przydzielonych dla instalacji. Wykorzystywanie nowoczesnych jednostek kogeneracyjnych w procesie skojarzonego wytwarzania energii wydaje się być doskonałym rozwiązaniem zarówno dla prowadzących instalacje, jak również dla polityki klimatyczno-energetycznej UE. Wysokosprawna kogeneracja w sposób opłacalny może przyczynić się do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych, a tym samym do ochrony klimatu.

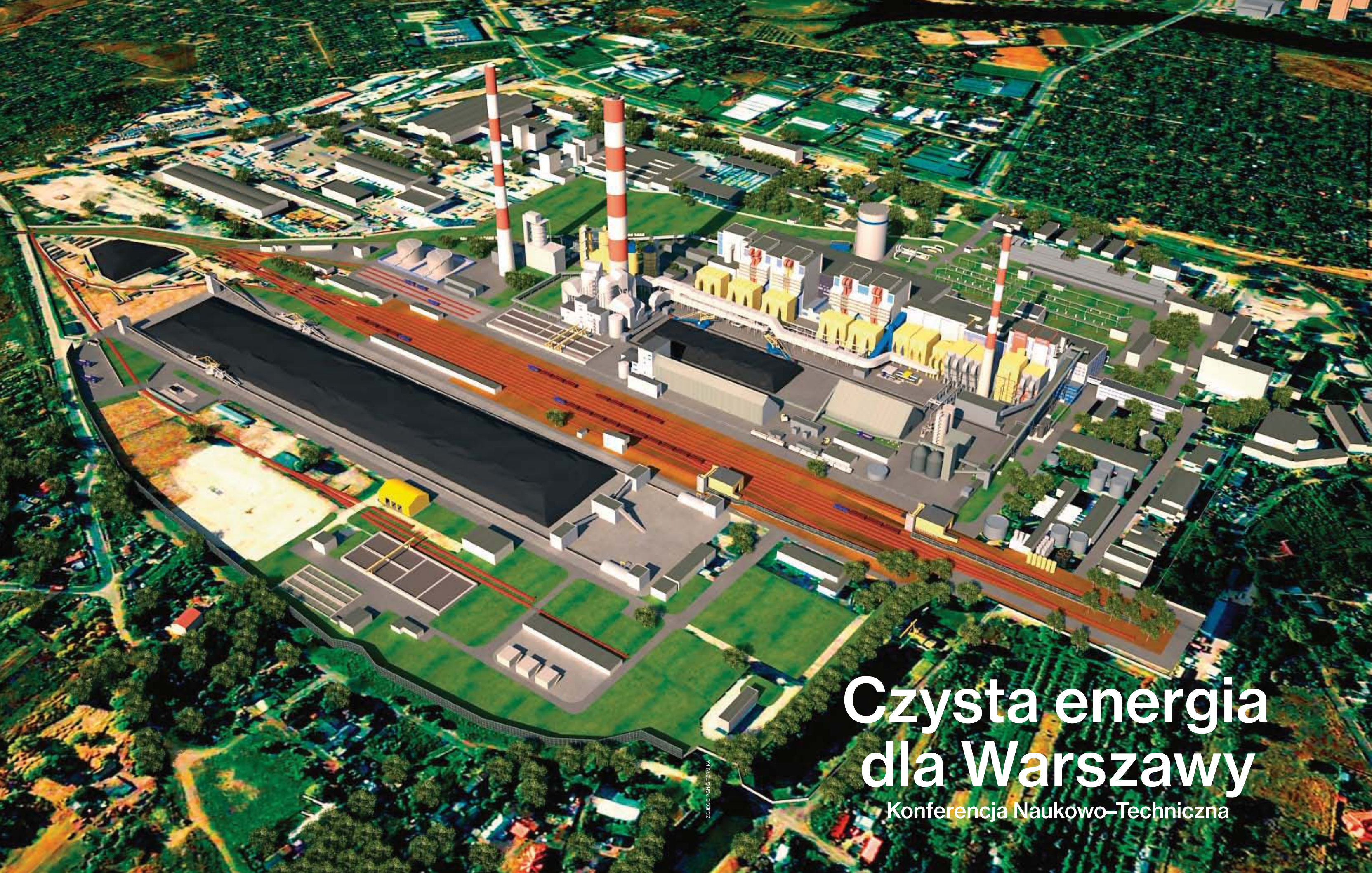
AGNIESZKA CHILMON

Adwokat, Szef Departamentu Energetyki Kancelarii Prawnej

Chata i Wspólnicy

BIBLIOGRAFIA

- [1] Komunikat Komisji Europejskiej z dnia 22 stycznia 2014 r. opublikowany na stronie www.eur-lex.europa.eu.
- [2] Zgodnie z art. 65 ust. 1 ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U.2011.122.695).
- [3] Zgodnie z art. 4 rozporządzenia Komisji (UE) nr 389/2013 z dnia 2 maja 2013 r. ustanawiające rejestr Unii zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, decyzjami nr 280/2004/WE i nr 406/2009/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylające rozporządzenia Komisji (UE) nr 920/2010 i nr 1193/2011 (Dz.U.U.E.L.2013.122.1) oraz pkt. II załącznika nr I do rozporządzenia.
- [4] Art. 10a ust. 4 w zw. z art. 10 ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę Rady 96/61/WE.
- [5] Zgodnie z art. 10 ust. 3 decyzji Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U.U.E.L.2011.130.1).
- [6] Patrz rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz.U.2014.439).
- [7] Patrz art. 40 rozporządzenia Komisji (UE) nr 389/2013.
- [8] Rozporządzenie Komisji (UE) nr 176/2014 z dnia 25 lutego 2014 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 1031/2010 w szczególności w celu określenia wolumenów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które mają zostać sprzedane na aukcji w latach 2013–2020 (Dz.U.U.E.L.2014.56.11).
- [9] Patrz załącznik nr 1 do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 14 października 2008 r. w sprawie opłat za korzystanie ze środowiska (Dz.U.2008.196.1217).



Czysta energia dla Warszawy

Konferencja Naukowo-Techniczna

ZDUBOET P&ENG, TERMIKA



PGNiG TERMiKA finalizuje strategiczne z punktu widzenia ekologii inwestycje w Elektrociepłowni Siekierki. Przedsięwzięcia o wartości blisko 1 mld zł pozwoliły w zmodernizowanych urządzeniach produkcyjnych ograniczyć emisję dwutlenku siarki o ponad 90 proc. oraz emisję tlenków azotu o 70 proc. To największe tego typu inwestycje w Warszawie i jedne z największych w Polsce prowadzone w ostatnich latach. Imponujący efekt środowiskowy osiągnięto dzięki modernizacji elektrofiltrów oraz zakończeniu budowy dwóch zaawansowanych technologicznie instalacji: mokrego odsiarczania spalin (MIOS) oraz selektywnej redukcji tlenków azotu (SCR).

Obecnie w EC Siekierki przystępuje się do przebudowy kotła węglowego K-1, który po modernizacji będzie w 100 proc. zasilany biomasą odpadów komunalnych, na Żeraniu rozpoczęto realizację inwestycji budowy bloku gazowo-parowego, a w Pruszkowie rozpoczęto modernizację, zastępując kotły opalane węglem silnikami gazo-

wymi. Wszystko to w okresie dużej niepewności o przyszłość kogeneracji w Polsce.

Jakie są szanse, a jakie zagrożenia przed tą technologią? Temu tematowi poświęcona była Konferencja Naukowo-Techniczna „Czysta energia dla Warszawy”, jaka odbyła się na terenie Elektrociepłowni Siekierki w maju tego roku. Prezentujemy skrót dyskusji panelowej, którą prowadził Andrzej Rubczyński – PGNiG Termika (moderator). Uczestniczyli w niej (w kolejności wypowiedzi):

- ▶ prof. Andrzej Kraszewski – Politechnika Warszawska, były minister ochrony środowiska,
- ▶ Katarzyna Kacpura – zastępca dyrektora Biura Infrastruktury Urzędu Miasta Stołecznego Warszawy,
- ▶ prof. Janusz Lewandowski – Politechnika Warszawska,
- ▶ dr Mirosław Duda, doradca w Agencji Rozwoju Energetyki,
- ▶ Tomasz Dąbrowski – dyrektor Departamentu Energetyki w Ministerstwie Gospodarki,
- ▶ dr Adam Dobrowolski – dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki.

Nie liczymy na to, że polityka klimatyczna Unii Europejskiej osłabnie – to pierwsze zdanie, jakie w panelu wypowiedział prof. Andrzej Kraszewski. – Widzimy zwiększające się w pierwszym, a następnie drugim pakiecie klimatycznym ambicje dotyczące redukcji emisji dwutlenku węgla. Tendencja ta będzie postępować. Nie wiemy, jak będzie to wyglądało w 2050 roku. Do tego czasu Polsce udało się zawetować mapę drogową dochodzenia do prawie bezemisyjnej energetyki do tego roku. Co prawda nawet sami apologetyci tego rozwiązania mówią, że nie bardzo wiadomo, jak miałyby to być zrobione, ale nie ma wątpliwości: następna Komisja Europejska nie poluźni tego gorsetu. Zdaniem byłego ministra środowiska najważniejsze jest, by nauczyć się czytać skomplikowaną mapę interesów, jaka rysuje się w Unii.

– Zarówno ci, którzy zajmują się polityką unijną i odpowiadają za polski interes, jak i ci, którzy zajmują się polityką energetyczną państwa, menadżerowie polskich przedsiębiorstw muszą sobie nieustannie tę mapę rysować – kontynuował profesor. – Można z niej wyczytać, jak w Unii ścierają się przeróżne interesy: państw,

ZDJEŃCIE PGNiG TERMiKA

koncernów, gałęzi przemysłu. Interesy długofalowe i krótkofalowe. Są one często rozbieżne. Trzeba wiedzieć, jak wyglądają na tym tle polskie dylematy.

Zdaniem prof. Kraszewskiego bezpieczeństwo energetyczne Polski jest stosunkowo wysokie. A jest takie, bo oparte jest głównie na własnych zasobach pierwotnych, źródle energii, jakim jest węgiel. – I nie bójmy się tego powiedzieć, że będzie on długo jeszcze miał bardzo istotną rolę w polskim miksie energetycznym – podkreślał. Jak wielką, to jeszcze sprawa otwarta, ale wiadomo, że z węgla nie zrezygnujemy. Z drugiej strony trzeba sobie powiedzieć, że polska energetyka charakteryzuje się wysoką emisyjnością. Cena uprawnień do emisji w tej chwili jest co prawda niska, ale to nie powinno uspić naszej czujności – przestrzega. Zdaniem prof. Kraszewskiego nie jest niewyobrażalny scenariusz, że ceny uprawnień mogą wzrosnąć, i to nawet do 20 euro za tonę. A jakby tego było mało, mamy dyrektywę IED [zapobieganie emisjom przemysłowym – red.], która co prawda nie jest groźna dla Siekierki, ale generalnie dla polskiej energetyki tak – zauważył. Dlatego tak ważny jest jego zdaniem kompromisowy mechanizm krajowego planu przejściowego, do którego zgłosiły się 73 polskie obiekty, w których spalany jest węgiel. – Gdyby nie to, do 2016 roku należałoby wyłączyć ok. 15 GW mocy zainstalowanej. W tej sytuacji postawić trzeba trzy pytania. Po pierwsze, jaki możemy mieć rzeczywisty wpływ na politykę Unii Europejskiej, by móc chronić nasze polskie interesy? Po drugie – jaka powinna być polityka energetyczna państwa? I wreszcie – jaką strategię rozwoju powinny przyjmować w tej sytuacji polskie przedsiębiorstwa sektora elektroenergetyki i ciepłownictwa?

Jego zdaniem warto się zastanowić, czy Polska jest osamotniona w Unii Europejskiej w walce o ochronę swoich interesów, zwłaszcza w sektorze elektroenergetyki. I wreszcie – czy jest prawdopodobne złagodzenie polityki klimatycznej, gdy w Brukseli zapanuje nowa Komisja Europejska. Przede wszystkim zaś, czy Unii w ogóle jest potrzebna silna i konkurencyjna polska gospodarka? – To wcale nie jest głupie pytanie – mówi. – Tych pytań jest dużo więcej. Np. jaki powinien być docelowy udział węgla w polskim miksie energetycznym? Czy zastąpić niezbędne moce energetyki? Energetyka jądrową? Blokami gazowymi? Gazowo-parowymi? A może technologiami czystego węgla? A jaka w tym wszystkim powinna być rola odnawialnych źródeł energii, mikrogeneracji? Faktem jest, że Polskę czeka wymiana bloków węglowych na bloki o wyższej sprawności. Być może wejście we współspalanie, nie tylko biomasy, ale i innych odpadów. Widzimy, że na wiele z tych pytań odpowiedzi nie ma, ale PGNiG Termika dla własnych potrzeb sobie na nie odpowiedziało – podkreślił prof. Kraszewski i uzupełnił: – Najgorsze, co może spotkać menadżerów, to niepewność. Oni tego



DR ADAM DOBROWOLSKI

KATARZYNA
KACPURA

nie znoszą. A tu niepewność jest ogromna. Wiemy, że to łańcuszek, który zaczyna się od polityki unijnej, bo od niej uzależniona jest polityka energetyczna państwa, a z niej z kolei powinna wynikać strategia rozwoju przedsiębiorstw. Ale menedżerowie nie mogą powiedzieć, że skoro niepewność jest zbyt duża, to oni nie będą podejmowali decyzji. Niepewność jest nieodłącznie wpisana w pracę menedżerów. Ale życzyć im, by dzięki debatom ekspertów, była czasem mniejsza – podsumowuje.

Jakie w tej sytuacji są ambicje miasta stołecznego Warszawy i jak to się ma do europejskich dążeń ekologicznych? – Warszawa uczestniczy we wdrażaniu postanowień polityki klimatycznej – podkreśliła Katarzyna Kacpura. – Już w 2009 roku przystąpiliśmy do inicjatywy Komisji Europejskiej pod nazwą „Porozumienie między burmistrzami”. W wyniku tej akcesji opracowaliśmy dokument „Plan działań na rzecz zrównoważonego zużycia energii”, który wskazuje, w jakim kierunku nasza aktywność powinna być największa. Nasza, czyli władz samorządowych. Ale wyniki analiz dotyczą również przedsiębiorstw energetycznych, z którymi Warszawa współpracuje. PGNiG Termika jest zaś jednym z nich, bardzo istotnym dla stolicy. Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla i zwiększenie efektywności o 20 proc. to postawione cele. Dalej dokument zawiera zadania, które są przewidziane dla samorządu warszawskiego, ale również przedsiębiorstw, które powinny aktywnie uczestniczyć w całym procesie. – I tak właśnie się dzieje – mówi. – To nie tylko nieustanna modernizacja mocy wytwórczych, ale również modernizacja sieci ciepłowniczych, które będą sprzyjać podłączaniu się jak największej liczby mieszkańców do sieci miejskiej, a tym samym likwidacja tzw. niskiej emisji.

Dyr. Kacpura podkreśliła, że plany PGNiG Termika są zbieżne ze strategicznymi celami miasta i kierunkiem rozwoju Warszawy.

Prowadzący panel, dyr. Andrzej Rubczyński z PGNiG TERMIKA, nawiązał do prognoz Polskiej Akademii Nauk dotyczących wydobycia węgla w Polsce. – Prognozy mówią, że w przypadku braku inwestycji w sektor górniczy cena węgla może się zwiększyć. Tym bardziej że konkurencyjność polskiego węgla jest coraz bardziej dyskusyjna. Pojawia się zatem pytanie, jak powinien wyglądać polski miks energetyczny.

– Bardzo trudno odpowiedzieć na to pytanie – mówił prof. Janusz Lewandowski z Politechniki Warszawskiej. – Różne zespoły cały czas prowadzą na ten temat rozliczne analizy i też nie znajdują tej odpowiedzi. Energetykę na pewno trzeba podzielić na pewne fragmenty. Zupełnie inaczej będzie to wyglądać z punktu widzenia małego systemu ciepłowniczego, a zupełnie inaczej w przypadku dużej energetyki systemowej. Wydaje się, że nie da się zabezpieczyć i zbudować bezpieczeństwa energetycznego kraju bez wykorzystania węgla. Jest natomiast inny problem. Trzeba szybko odpowiedzieć na pytanie, czy podejmować decyzje o budowie nowych kopalń. Energetyka niemiecka, która jest bardzo proekologiczna – bazuje na węglu. Co więcej, otwierane są tam nowe kopalnie węgla brunatnego, a my mamy problem Gubina, problem Legnicy... [są tam złoża węgla brunatnego, jednak miejscowa ludność nie zgadza się na ich eksploatację – red.].

– Dużo mówimy o biomase – kontynuuje profesor – której zużycie ma rosnąć. Ale moim zdaniem to paliwo powinno być wykorzystywane przede wszystkim lokalnie. I nie mam tu na myśli kominka. Dla mnie „lokalnie” oznacza małe systemy



PROF. ANDRZEJ KRASZEWSKI

TOMASZ DĄBROWSKI

DR MIROSŁAW DUDA

ciepłownicze, które ze względu na skalę instalacji w gruncie rzeczy nie są w stanie znaleźć technologii, które by tak oczyściły spaliny, jak dziś mamy je oczyszczone np. w Elektrociepłowni Siekierki, a za moment w całej Warszawie. Profesor dodaje, że on optymalny miks energetyczny budowałby „od dołu”: – Podzieliłbym energetykę na pewne sektory i zaczął od tych, którym jest najtrudniej, czyli właśnie od małych źródeł, jeśli ma to wyglądać efektywnie – wyjaśnia, a dalej zwraca uwagę na zmiany cen ciepła w Polsce.

– Znajdujemy się w sytuacji, że statystycznie najbogatsza Warszawa ma najtańsze ciepło. Z drugiej strony jest Elbląg, którego obywatele są w dużo trudniejszej sytuacji ekonomicznej, a ceny są prawie dwukrotnie wyższe. I właśnie o tych mniejszych ośrodkach trzeba pomyśleć i tam spróbować znaleźć inne źródła, np. biomasę, zostawiając węgiel dla dużej energetyki, która dysponuje technologiami pozwalającymi na perfekcyjnie oczyszczenie spalin. Bo tak to już jest, że z kominów elektrowni i elektrociepłowni w tej chwili ulatnia się już praktycznie tylko para wodna.

Następnie głos zabrał dr Mirosław Duda:

– Mam sporo wątpliwości, gdy mam odpowiedzieć na pytanie, jaki w przyszłości powinien być polski miks energetyczny. Odnoszę bowiem wrażenie, że coś sobie chcemy zaprojektować, a potem ten projekt realizować. Ale chcę przypomnieć, że przynajmniej w elektroenergetyce mamy już do czynienia z gospodarką rynkową. A więc ten finalny miks będzie ostatecznie rezultatem działań podmiotów, które działają na otwartym rynku.

Jego zdaniem cała sztuka polityki energetycznej, a w konsekwencji tworzenia prawa, które na tej podstawie powstanie,

PROF. JANUSZ
LEWANDOWSKI

polega na stworzeniu bodźców, by działania podmiotów na rynku były ukierunkowane na cel osiągnięcia optymalnego miksu energetycznego dla kraju, który spełniałby kryteria definicyjne bezpieczeństwa energetycznego, czyli po prostu bezpieczeństwa dostaw, w połączeniu z racjonalnymi kosztami i równoczesnym spełnianiem rygorów ochrony środowiska. – Dlatego tak ważna jest funkcja sformułowań zarówno w polityce energetycznej, jak i następnie przepisów prawa energetycznego, by były one przejrzyste, nie tak skomplikowane jak teraz. Obecnie kolejna wersja ustawy budowana jest na zasadzie przyszywania łata do ustawy poprzedniej, co powoduje jej nieprzejrzystość, a w związku z tym niepewność inwestorów. Niestety, 75 proc. naszej legislacji funduje nam Unia Europejska, a my, jako Polska, mamy nieco odmienne interesy niż część krajów starej Unii. Dlatego powinniśmy zadbać, by legislacja unijna nie wpływała zbyt bardzo na pogorszenie naszych interesów – mówi i przypomina, że choć trzy lata temu w Brukseli pojawiło się polskie weto w sprawie celów polityki klimatycznej, to jednak w wyniku marcowych obrad Rady Europejskiej ustalono, że wszystkie decyzje dotyczące spraw środowiskowych będą w przyszłości podejmowane większością głosów. – To niby drobiazg i nie wiem, czy niektórym nie umyka, że nie będzie już możliwości wetowania. Jeśli chcemy mieć wpływ na politykę legislacyjną Unii Europejskiej, to powinniśmy się mobilizować i aktywizować już na etapach bardzo wczesnych projektów aktów normatywnych. Pocięszające jest to, że wielu działaczy na szczeblu unijnym i wielu urzędników na szczeblu komisji zaczyna sobie zdawać sprawę, że należy zmienić podejście do polityki klimatycznej.

Optymizmu tego nie podzielił prof. Kraszewski: – Komisarz Oettinger prezentuje interesy tej części przemysłu, która jest najbardziej uzależniona od cen energii elektrycznej i obawia się utraty konkurencyjności na zmieniającej się mapie gospodarczej świata. Ale pozostają bardzo potężne siły, które mają wprost przeciwny pogląd na ten temat. To ci, którzy uważają, że jeśli unijna gospodarka ma wygrać w tym światowym wyścigu, to nie dzięki surowcom, których nie mamy, czy taniej sile roboczej, bo akurat tę mamy drogą, ale dzięki innowacyjności i myśleniu. Żaden biznesmen nie wyciągnie książeczki czekowej, jeśli nie będzie widział swojego interesu. I tak właśnie pojawia się pewien konflikt interesów. Interes krótkofalowy, który za wszelką cenę żąda taniej energii, i interes długofalowy inwestorów, który domaga się wysokich cen energii, gwarantujących zwrot z inwestycji z dobrym zyskiem.

Zdaniem prof. Kraszewskiego fakt, że jeden komisarz podziela nasze racje, wcale nie oznacza, że drugi też te racje podzieli: – Nie miejmy takich nadziei. Są jeszcze Francuzi i Anglicy, którzy uważają, że są w stanie ponieść duże koszty, byle szerszym frontem szła innowacyjność. I pozostaje jeszcze perspektywa powtarzających się okresowo wyborów, która przecież w znacznym stopniu kształtuje politykę działania Unii Europejskiej, to wtedy ujawniają się doraźne interesy wyborcze. A przecież budowa bloku energetycznego to minimum pięć lat, a więc dłużej niż „od wyborów do wyborów”. Strategia rozwoju energetyki zupełnie nie pasuje do logiki wznoszenia i upadków, jakie może fundować polityka. Nie tylko polska, ale także europejska. Tomasz Dąbrowski podzielił opinię o dużym wpływie polityki unijnej na polskie decyzje dotyczące energetyki, ale uzupełnił listę czynników, które trzeba wziąć pod uwagę choćby przy trwających pracach nad aktualizacją Polityki Energetycznej Polski:

– W moim przekonaniu polityka unijna będzie prowadzona nie tylko w kontekście przewag konkurencyjnych najbardziej uprzemysłowionych państw Unii, ale także aktualnej sytuacji geopolitycznej i ułożenia na nowo relacji z partnerami takimi jak Rosja, jak również w kontekście negocjacji handlowych toczących się z obszarem amerykańskim. Koncepcja reindustrializacji gospodarek będzie jednym z tematów, który będzie wracał w ramach dyskusji o polityce klimatycznej. Oczywiście koncepcja gospodarki innowacyjnej, a więc dymiących głów, a nie kominów, jest atrakcyjna i powraca, szczególnie w lepiej rozwiniętej części Europy, ale jak pokazały ostatnie wydarzenia, niekoniecznie musi być scenariuszem optymalnym dla każde-

go państwa członkowskiego. Dynamiczny rozwój gospodarki amerykańskiej spowodowany rewolucją ropy naftowej i dostępem do taniej energii pokazał, że być może trzeba na nowo zdefiniować to podejście. Warto też chyba zwrócić uwagę, że dziś koszty pracy w gospodarce światowej w zasadzie się do siebie zbliżają, koszty kapitału praktycznie w każdym zakątku na ziemi także są do siebie bardzo zbliżone. To, co zaczyna różnicować gospodarki, to właśnie koszty energii.

Andrzej Rubczyński: – Jak w tych warunkach kształtuje się sytuacja kogeneracji? Tym bardziej że ma ona spory potencjał, szczególnie w miejscach, gdzie kotły są zmieniane na jednostki kogeneracji gazowej.

– Z punktu widzenia dyskusji o zmniejszeniu emisyjności gospodarki udział kogeneracji jest istotny. I o tym trzeba pamiętać. Ale na jedną rzecz trzeba zwrócić uwagę: w relacjach cenowych, jakie mamy w tej chwili w Polsce, nie daje się zbudować nowej instalacji kogeneracyjnej bez wsparcia. To jest konieczne. I trzeba zbudować stały system wsparcia – mówi prof. Lewandowski. Wyjaśnia on, że potrzeba ta wynika z krótkiego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej. Innymi słowy z faktu, że buduje się instalację, która przez pół roku nie działa, ponieważ na zewnątrz są dodatnie temperatury. Tymczasem koszty stałe są dość wysokie. – Dlatego myślę, że przy wszystkich dyskusjach o dość oczywistych korzyściach: oszczędności, zmniejszenie emisji jest też pora rozróżnić jednak dwie rzeczy. Wsparcie kogeneracji z racji warunków to jedno. Ale jest też problem kogeneracji gazowej. I trzeba sobie jasno powiedzieć, że wprowadzanie gazu do kogeneracji daje dwa efekty. Jeden związany z wymianą paliwa, bo to paliwo dwa razy mniej emisyjne niż węgiel, a kogeneracja jest dwa razy bardziej sprawna. Podkreśla, że konieczne jest zbudowanie takiego systemu, który sprawi, że gaz zostanie upowszechniony. Choćby dlatego, że korzyści, jakie z tego płyną dla środowiska, są ogromne i daleko dalej idące niż działań, których celem jest oczyszczenie węgla.

– Promocja kogeneracji jest uzasadniona względami społecznymi – dodaje Duda. – Oszczędność energii pierwotnej ma tu najważniejsze znaczenie. I zgadzam się, że oczywistą przewagą kogeneracji trzeba przełożyć na impulsy dla inwestorów, a następnie eksplotatorów. Bez wsparcia takie impulsy oczywiście się nie pojawiają. W związku z tym w polityce energetycznej powinny być przewidziane mechanizmy wsparcia. Ale znów: pojawiły się wytyczne Unii Europejskiej, jeśli chodzi o zakres wsparcia dla energii odnawialnej, również dla kogeneracji. Tam, niestety, są spore

Hanna Gronkiewicz-Waltz: Inwestycje dla Warszawy

Od lat 50. Warszawa ogrzewana jest tzw. ciepłem systemowym, to znaczy wytwarzanym centralnie i rozprowadzanym po mieście poprzez podziemną sieć ciepłowniczą. Z perspektywy lat można uznać to rozwiązanie za pozytywne. Powietrze stolicy nie jest zanieczyszczane trującymi dymami i emisjami szkodliwych substancji przez gospodarstwa domowe. Nie mamy problemu smogu, jaki istnieje w innych miastach, szczególnie na południu kraju. Nie musimy wprowadzać zakazu spalania węgla w piecach domowych, bo ich praktycznie nie ma. Przed laty w pewnym stopniu te pozytywy były „równoważone” negatywami – dość znacznymi emisjami elektrociepłowni warszawskich, co często w mediach ilustrowano zdjęciami kominów na Żeraniu lub Siekierkach. Wprowadzany systematycznie program ochrony środowiska praktycznie wyeliminował zagrożenia. Audyty potwierdzają skuteczność wprowadzanych usprawnień. Cieszą mnie zapewnienia PGNiG TERMIKA dotyczące respektowania wprowadzanych przez Unię

Europejską standardów. Spółka, dzięki zrealizowanym inwestycjom, już teraz spełnia normy, które zaczną obowiązywać w 2016 roku. Wiemy np., jak radykalną poprawę spowodowało stosowanie wydajnych filtrów i zaawansowanych technologii odsiarczania oraz redukcji tlenków azotu. Dotyczy to również utylizacji odpadów, czego przykładem jest przetwarzanie wychwytywanych ze spalin związków siarki w gips. Niezwykle ważny jest dla mieszkańców realizowany program wyciszeń w Elektrociepłowni Siekierki oraz zamknięcie składowiska popiołów przy ul. Myśliborskiej w roku 2016. Na szczególną uwagę zasługuje oddanie na Siekierkach do użytku pierwszego w Polsce akumulatora ciepła, który może ogrzać 25 tys. mieszkań. Zdajemy sobie sprawę, że wszystkie te działania są niezwykle kosztowne, przy czym niektóre projekty korzystają z dofinansowania Unii Europejskiej. Poniesione nakłady zwracają się jednak z upływem czasu w postaci niższych opłat za korzystanie ze środowiska. Inwestycje, m.in. w technologie oparte na

gazie, wymagają wielu pozwoleń i uzgodnień środowiskowych. Dlatego plany te są dobrze znane władzom miasta. Traktujemy je jako otwarcie nowego rozdziału w historii działań na rzecz zapewnienia czystej energii dla Warszawy.



ograniczenia. A najważniejsze jest takie, że będzie sumowana pomoc publiczna ze wszystkich źródeł.

Andrzej Rubczyński: – Jak więc rozwój kogeneracji postrzega Urząd Regulacji Energetyki? Dlaczego okazał się tak surowy przy wyznaczaniu wysokości opłaty zastępczej?

– Poziom wsparcia został ustalony w taki sposób, by wszystkie elektrociepłownie gazowe ruszyły – mówił dyr. Adam Dobrowolski. – Problem polega na tym, że inwestor, podejmując dziś decyzje, posługuje się dość długim horyzontem czasowym. W przypadku kogeneracji jest to 10 lat, w przypadku OZE – 15 lub nawet więcej. Zakładając więc, że posługujemy się pojęciem zrównoważonego rozwoju, wsparcie zostało ustalone w taki sposób, by nie preferować żadnej

z technologii kogeneracyjnych względem innych. Wydaje się więc, że są warunki do jej rozwoju. W przypadku kogeneracji gazowej problem polega jednak na relatywnie krótkim okresie wsparcia – wyjaśnia. Podkreśla, że pojawiają się nowe możliwości zwiększenia opłacalności produkcji w skojarzeniu, a zatem inwestowania w kogenerację jego wykorzystania. Chodzi o produkcję chłodu. Pracują już takie instalacje. Oczywiście, wszystko to wymaga innowacyjnego podejścia. Zdaniem dyr. Dobrowolskiego przyszłość kogeneracji jawi się w pozytywnych barwach, a przygotowywane kolejne regulacje pokażą, że kogeneracja gazowa się obroni. Szczególnie w lokalnych warunkach.

OPRACOWANIE: KAROL MANYS





Perspektywy kogeneracji prosumenckiej

www.termika.pgngig.pl

prof. Józef Paska
Adam Iwan

W artykule przedstawiony jest potencjalny wpływ szerokiej implementacji rozproszonych źródeł energii na sposób funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dotychczasowy tryb pracy sieci dystrybucyjnej będzie ewoluował w wyniku wymuszonych dwukierunkowych przepływów energii następujących zmiennie w zróżnicowanych i trudno prognozowalnych interwałach czasowych. Towarzyszące rozwojowi generacji rozproszonej, w tym kogeneracji, regulacje prawne będą wymuszały dodatkowe inwestycje w sieć dystrybucyjną, dostosowując jej funkcjonowanie również do potrzeb odbioru energii z mikroinstalacji.

W artykule dokonano charakterystyki technologii mikrogeneracyjnych oraz przedstawiono szacunkowe koszty inwestycyjne dla opisanych technologii. Omówiono także dostępne na rynku europejskim rozwiązania dla gospodarstw domowych.

Kogeneracja rozproszona

W zakresie poprawy efektywności produkcji i wykorzystania ciepła do ogrzewania domów i mieszkań promuje się i już teraz stosuje wiele nowych rozwiązań. Jednym z nich jest koge-

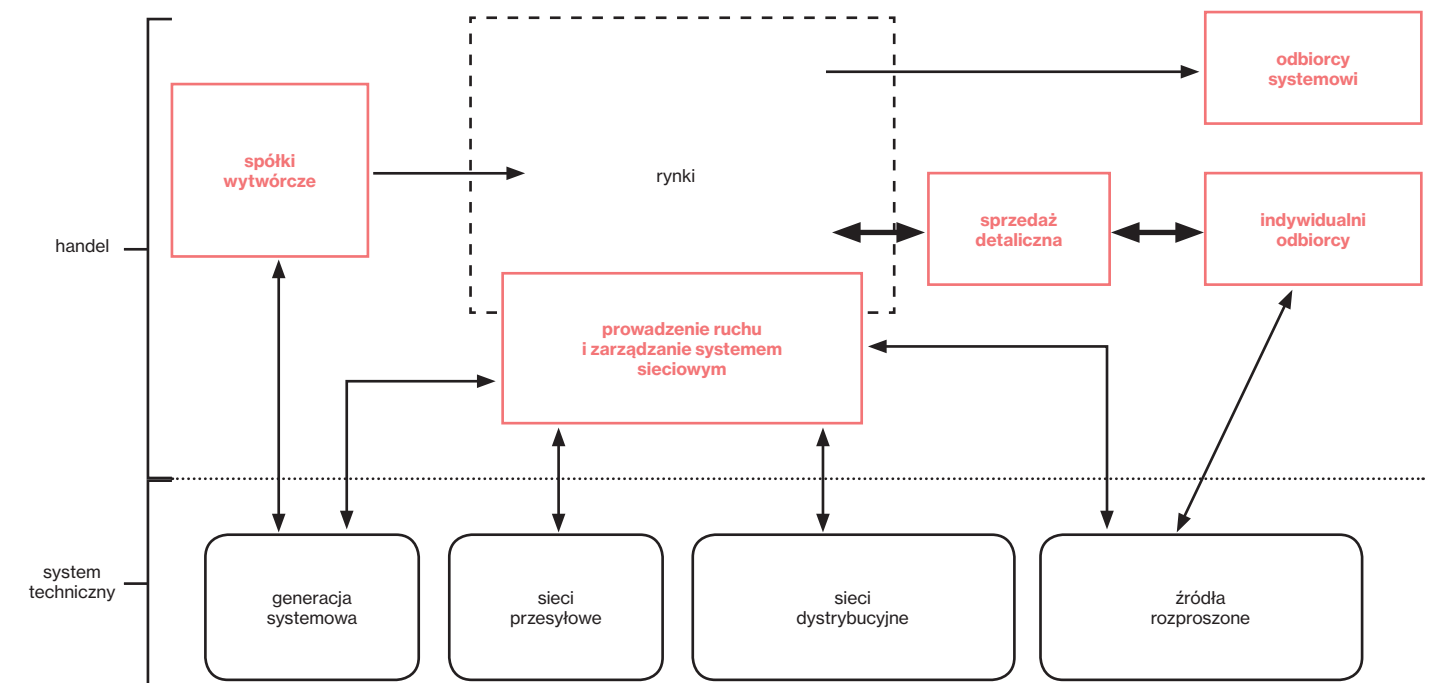
neracja rozproszona – są to źródła współpracujące z siecią dystrybucyjną lub bezpośrednio zasilające odbiorcę, w tym małe układy kogeneracyjne, zwane również mikroinstalacjami kogeneracyjnymi lub mikrokogeneracją [1]. Przyczyniając się do efektywniejszego wykorzystania energii pierwotnej oraz zmniejszenia emisji, charakteryzują się one dodatkowo wysoką użytecznością publiczną. Pomimo pewnej elastyczności paliwowej (np. biogaz lub mieszanka gazu) najczęstszym paliwem dla takich instalacji pozostaje gaz ziemny. Instalacje te są uważane za obiecującą technologię w kolejnej generacji urządzeń grzewczych, przede wszystkim w krajach o rozwiniętej infrastrukturze gazowej, jak: Holandia, Niemcy, Włochy, Japonia, USA, Kanada.

Masowe zastosowanie generacji i kogeneracji rozproszonej wpłynie na zmianę sposobu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, a w konsekwencji rynku energii elektrycznej. Poglądowy schemat funkcjonowania rynku energii z uwzględnieniem generacji rozproszonej przedstawiono na rysunku 1.

Obecne uwarunkowania prawne rozwoju mikrogeneracji

W Dyrektywie 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady

Rysunek 1. Infrastruktura elektroenergetyczna z generacją rozproszoną



z 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii (Dyrektywa CHP) problematykę kogeneracji na małą skalę zdefiniowano szeroko, jako mikrogenerację i jednostki generacji rozproszonej zaopatrujące obszary wyizolowane lub obsługujące ograniczone zapotrzebowanie mieszkalne, handlowe lub przemysłowe. Jednostka mikrogeneracyjna została zdefiniowana jako posiadająca moc elektryczną poniżej 50 kW, a kogeneracja na małą skalę – o mocy elektrycznej poniżej 1 MW. W Dyrektywie zdefiniowano również pojęcie wysokosprawnej kogeneracji, a także wymieniono rozwiązania technologiczne [2].

Dyrektywa 2012/27/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, uchylając Dyrektywę CHP, podtrzymała definicję jednostki mikrogeneracyjnej oraz warunki spełniania przez te jednostki kryterium wysokosprawnej kogeneracji. Powtórzono zostały zapisy dotyczące ułatwienia dostępu energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach mikrogeneracyjnych do sieci elektroenergetycznej, a państwa członkowskie zostały zobowiązane do podjęcia działań zachęcających operatorów sieci do wprowadzenia

procedury „zainstaluj i poinformuj” w przypadku instalacji mikrogeneracyjnych [3].

Parlament Europejski w Rezolucji 2012/2930(RSP) z dnia 12 września 2013 roku w sprawie mikrogeneracji przyjął następującą definicję: mikrogeneracja to wytwarzanie na małą skalę przez pojedynczych obywateli oraz MŚP energii służącej do ogrzewania/chłodzenia oraz energii elektrycznej w celu zaspokojenia ich własnych potrzeb [16]. W Ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne (UPe) zostało wprowadzone pojęcie mikroinstalacji, którą jest odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW [17]. UPe ograniczyła swoją definicję do odnawialnego źródła energii, dlatego może ona mieć zastosowanie do instalacji mikrogeneracyjnych zasilanych biomasą lub biogazem. Powyższe w skomplikowanych warunkach logistycznych ogranicza potencjał szerokiego stosowania tak zdefiniowanych instalacji dla potrzeb prosumenckich. Natomiast w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” technologia skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła została uznana za rozwiązanie zapewniające

Tabela 1. Technologie kogeneracji wg Dyrektywy CHP

Technologia	Minimalna łączna roczna sprawność	Wartość domyślna współczynnika (C)
Turbina gazowa w układzie kombinowanym z odzyskiem ciepła	≥ 80%	0,95
Turbina parowa przeciwprężna	≥ 75%	0,45
Turbina parowa upustowo-kondensacyjna	≥ 80%	0,45
Turbina gazowa z odzyskiem ciepła	≥ 75%	0,55
Silnik spalinowy	≥ 75%	0,75
Mikroturbiny	≥ 75%	n.d.
Silniki Stirlinga	≥ 75%	n.d.
Ogniwa paliwowe	≥ 75%	n.d.
Silniki parowe	n.d.	n.d.
Organiczny obieg Rankine'a	n.d.	n.d.
Pozostałe technologie lub ich kombinacje	n.d.	n.d.

realizację określonych tam kierunków polityki energetycznej państwa, w szczególności poprawy efektywności energetycznej, wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko [13]. W ramach polityki poprawy efektywności energetycznej został zapowiedziany cel szczegółowy dla kogeneracji dotyczący dwukrotnego wzrostu do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysoko-sprawnej kogeneracji, w porównaniu z produkcją w 2006 roku [15]. Z początkiem 2013 roku nastąpiła półtoraroczna przerwa w funkcjonowaniu w Polsce systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Skutkowało to zahamowaniem wzrostu wytwarzania w istniejących instalacjach tego typu i zmniejszeniem zainteresowania inwestorów budową nowych instalacji. Przeprowadzony w parlamencie proces legislacyjny, przedłużający funkcjonowanie systemu wsparcia do roku 2018, został pozytywnie zakończony w I połowie bieżącego roku. Jednakże jego efekty dla rozwoju kogeneracji prosumenckiej są obecnie niemierzalne.

Technologie kogeneracji rozproszonej
Instalacje kogeneracji rozproszonej można sklasyfikować wg dwóch kryteriów:

- a) mocy zainstalowanej,
- b) rodzaju technologii [11].

Technologie kogeneracyjne objęte Dyrektywą CHP zostały zestawione w tabeli 1 z odniesieniem do sposobu obli-

czania ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji. Podano minimalny poziom łącznej rocznej sprawności technologii oraz wartości domyślne współczynnika mocy elektrycznej do ciepła (C). W dalszej części rozdziału scharakteryzowano technologie najbardziej perspektywiczne dla rozwoju mikrokogeneracji.

Silniki spalinowe

Konwencjonalne silniki wewnętrznego spalania, połączone z generatorem i posiadające wymienniki ciepła do odbioru ciepła z gazów spalinowych i z systemu chłodzenia, stanowią popularną grupę wśród jednostek kogeneracji rozproszonej, stosowaną do podtrzymywania ciągłości zasilania [12]. Instalacje wykorzystujące silniki spalinowe są powszechnie dostępne i produkowane w dużych ilościach (np. HONDA, SenerTec [6, 7]), przy czym ich sprawność elektryczna zawiera się w granicach 25–45%, przy stosunkowo wysokiej emisji NOx. Silniki mają wysoką ogólną sprawność nawet przy małych mocach, a w zależności od potrzeb mogą być łączone w większe zestawy (jako szereg małych modułów). Nakłady inwestycyjne instalacji różnią się znacznie w zależności od rodzaju technologii oraz mocy urządzenia. Porównanie rozwiązań kogeneracyjnych z silnikami o spalaniu wewnętrznym przedstawiono w tabeli 2.

Mikroturbiny

Mikroturbiny gazowe to maszyny wirujące o mocach osiągalnych do 300 kW, które w celu zwiększenia sprawności są wyposażane w wymienniki ciepła odzyskujące ciepło

Tabela 2. Charakterystyki CHP z silnikami spalinowymi

Silnik	Paliwo	Sprawność, %		Moc elektryczna	Przeciętne nakłady inwestycyjne, euro/kW
		całkowita	elektryczna		
Diesla	gaz, biogaz, lekki olej napędowy, ciężki olej napędowy, olej rzepakowy	65÷90	35÷45	5 kW do 20 MW	340÷2000
Iskrowy	gaz, biogaz, benzyna ciężka	70÷92	25÷43	3 kW do > 6 MW	450÷2500
Koszty ruchowe i remontowe, €/kW/a				0,0075÷0,015	

z gazów odlotowych. Zasada działania mikroturbin jest tożsama z turbinami wielkowymi, lecz ich sprawność elektryczna jest niższa i wynosi ok. 20–30%, wzrasta ona przy zastosowaniu rekuperatora ciepła spalin. Ciepło zawarte w gazach odlotowych może być wykorzystywane w różnych procesach biznesowych, np.: suszenia, ogrzewania lub chłodzenia. Mikroturbiny wyróżniają się niezawodnością, małymi rozmiarami i małą masą. Niższa temperatura spalania zapewnia niski poziom emisji NOx [12]. W tabeli 3 przedstawiono podstawowe wielkości charakteryzujące układy kogeneracyjne z mikroturbinami gazowymi.

Silniki Stirlinga

Silniki Stirlinga pracują w powtarzalnym cyklu podgrzewania i schładzania czynnika roboczego przemieszczanego w cylindrze pomiędzy gorącym i zimnym wymiennikiem ciepła. W odróżnieniu od silników ze spalaniem wewnętrznym, gdzie spalanie odbywa się wewnątrz cylindrów, w silniku Stirlinga źródło ciepła znajduje się na zewnątrz i może to być ciepło nie pochodzące ze spalania (np. ciepło uzyskiwane dzięki koncentracji promieniowania słonecznego). Są one elastyczne pod względem stosowanego paliwa i emitują stosunkowo nieduże ilości NOx, poziom hałasu jest niski, przebiegi międzyremontowe są długie. Ich wadą jest natomiast niska sprawność elektryczna wahająca się pomiędzy 10 a 20%. Zalety silników Stirlinga ujawniają się, gdy rozważane są jednostki mikrokogeneracyjne o małej mocy elektrycznej < 1 kW. Wykazują one wtedy względnie wysoką sprawność, dobrze działają przy obciążeniu częściowym, są elastycz-

ne pod względem paliwowym, a poziomy hałasu i emisji są niskie. Z uwagi na demonstracyjny i pilotażowy charakter technologii szersze dane nie są jeszcze dostępne.

Organiczny obieg Rankine'a

Zasada pracy układów ORC (Organic Rankine Cycle) jest zbliżona do obiegu konwencjonalnej turbiny parowej, z wyjątkiem czynnika roboczego napędzającego turbinę, którym jest wybrany związek organiczny. Wyselekcjonowane czynniki umożliwiają wydajniejszą eksploatację źródeł ciepła o niskiej temperaturze w generacji energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy wyjściowej. Pierwsza eksperymentalna elektrownia z ORC powstała w roku 1967 w miejscowości Paratunka (Kamczatka, Rosja) i miała moc elektryczną 680 kW, a zasilana była wodą geotermalną o temperaturze 81°C. Obecnie budowane układy ORC z kotłami opalonymi biomasą są realizowane dla mocy elektrycznej z zakresu 400÷1500 kW. Uzyskiwane sprawności to orientacyjnie 10÷20%. Blok kogeneracyjny ORC składający się z kotła na olej termalny wraz z systemem podawania paliwa i turbogeneratora ORC o mocy elektrycznej netto 1,5 MW oraz mocy cieplnej 9 MW został zbudowany przez Zakład Ciepłowniczy w Ostrowie Wielkopolskim [9].

Wykorzystanie ogniw paliwowych

Ogniwa paliwowe przetwarzają energię chemiczną zawartą w „paliwie” w energię elektryczną i ciepło z wysoką sprawnością (35÷60%) [11, 12]. Ogniwa nie emitują szkodliwych substancji, ponieważ zachodzą w nich reakcje elektrochemiczne, a nie

Tabela 3. Charakterystyka CHP z mikroturbinami gazowymi

Stosunek mocy elektrycznej do ciepłej	Paliwo	Sprawność, %		Moc elektryczna
		całkowita	elektryczna	
0,2÷0,8	gaz ziemny, olej napędowy, propan, nafta, biogaz, gaz z pochodni gazowych	65÷90	20÷30	15÷300 kW
Nakłady inwestycyjne, euro/kW		900÷2500		
Koszt obsługi i remontów, euro/kW/a		0,006÷0,21		

spalanie paliwa. Jako urządzenie elektrochemiczne ogniwo paliwowe nie podlega ograniczeniom wynikającym z cyklu termodynamicznego Carnota, który określa maksymalną sprawność silnika cieplnego. Teoretycznie elektrochemiczne źródło energii elektrycznej, w którym zachodzące reakcje są w pełni odwracalne, mogłoby posiadać sprawność 100%. W rzeczywistości jednak sprawność takiego urządzenia jest niższa i waha się w zależności od rodzaju ogniwa. We współczesnych ogniwach paliwowych najczęściej wykorzystywanym paliwem jest wodór (H₂), natomiast utleniaczem jest tlen (O₂) dostarczany do urządzenia w czystej postaci lub wraz z powietrzem atmosferycznym. Nie oznacza to jednak, że w ogniwach paliwowych nie wykorzystuje się innych paliw. W chwili obecnej największą wagę przywiązuje się do układów opartych na technologii stałotlenkowych ogniwo paliwowych (SOFC) oraz polimerowych ogniwo paliwowych (PEFC) [10]. Urządzenia do zastosowań prosumenckich są na etapie badawczo-rozwojowym, a przykładowe rozwiązania pre-

zentują firmy: Ceres Power i Hexis [4, 5]. W Japonii dynamicznie rozwija się produkcja układów mikrokogeneracyjnych opartych na ogniwach paliwowych PEFC oraz SOFC w ramach subsydiowanego programu ENE-FARM, obejmującego szereg firm, m.in.: Toshiba, Kyocera, Panasonic oraz Toyota Motors [10].

Przykłady rozwiązań mikrokogeneracyjnych dla gospodarstw domowych

Firma Vaillant we współpracy z niemieckimi grupami energetycznymi (w szczególności RWE) wprowadziła od 2011 roku na rynek nowe rozwiązanie energetyczne dla gospodarstw domowych oraz małych klientów instytucjonalnych (tabela 4). Oferta jest związana z instalacją małych elektrociepłowni blokowych (produkowanych przez Vaillant) zasilanych gazem w domach jedno-, dwu- lub wielorodzinnych, w których zarządzanie przepływami i produkcją energii elektrycznej w skojarzeniu odbywa się z wykorzy-

Tabela 4. Przykładowe rozwiązania mikrokogeneracyjne z silnikami spalinowymi na rynku niemieckim

Nazwa	Wydajność, kW		Zapotrzebowanie na ciepło, kW h/a	Zastosowania
	elektryczna	cieplna		
Mikro CHP ecoPower 1.0	1	2,5	od 15 000	budownictwo jednorodzinne
Mikro CHP ecoPower 3.0	1,5÷3	4,7÷8	od 25 000	budownictwo wielorodzinne
Mikro CHP ecoPower 4.7	1,5÷4,7	4,7÷12,5	od 45 000	
Mikro CHP ecoPower 20.0	7÷20	12÷42	od 150 000	budynki publiczne

staniem „inteligentnej centrali”. Koncepcja funkcjonowania tych instalacji zakłada, że w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w danym domu niewystarczający poziom generowanej w instalacji energii będzie uzupełniany poprzez sieć dystrybucyjną energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii [8].

Inwestycja w instalację jest dofinansowywana przez Federalny Urząd Gospodarki i Kontroli Eksportu (BAFA) kwotą 1425 euro. Jednocześnie użytkownik za całą energię elektryczną wytwarzaną w ciągu 10 lat, niezależnie od tego czy jest ona wytwarzana na potrzeby własne czy też na potrzeby publiczne, otrzymuje dodatkową premię wynoszącą 5,41 eurocenta/kWh. Jeżeli użytkownik przekazuje wytworzoną energię elektryczną do sieci, wówczas otrzymuje średnio ok. 5 eurocentów/kWh. Energia elektryczna pochodząca z mikroinstalacji jest zwolniona z podatku na czas nieokreślony, a paliwo zasilające również nie jest opodatkowane. Użytkownik uzyskuje oszczędności związane z korzystaniem z energii elektrycznej i ciepła, dzięki wysokiej całkowitej sprawności urządzenia > 90% [8].

Podsumowanie

Przedstawione w niniejszym artykule rozwiązania układów kogeneracyjnych dla energetyki prosumenckiej mogą znaleźć zastosowanie na szerszą skalę już w niedległej perspektywie czasowej, również w naszym kraju. Do zalet mikrokogeneracji można zaliczyć:

- konkurencyjność związaną z większą efektywnością przetwarzania energii pierwotnej w układzie skojarzonym wobec technologii rozdzielonych,
- gwarancję ciągłości dostaw wynikającą z lokalnej i bliskiej odbiorcy produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu w oparciu o różne rodzaje paliw,
- ochronę środowiska wynikającą z obniżenia szkodliwych emisji przy wykorzystaniu różnych paliw i minimalizacji strat przesyłowych do bliskiego odbiorcy finalnego,
- prostotę i szybkość budowy lub montażu instalacji.

Prosumenckie układy mikrokogeneracyjne mogą także stanowić istotne uzupełnienie energetyki systemowej i wpłynąć na poprawę efektywności energetycznej w naszym kraju.

Wdrożone na rynku niemieckim rozwiązania mikrokogeneracyjne i system dopłat zachęcają inwestorów indywidu-

alnych do spełniania się w roli prosumentów. Może warto byłoby w Polsce wdrożyć podobne rozwiązania.

PROF. DR HAB. INŻ. JÓZEF PASKA

Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej, Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Warszawska

MGR INŻ. ADAM IWAN

Kierownik Biura Projektów PGNiG TERMIKA SA

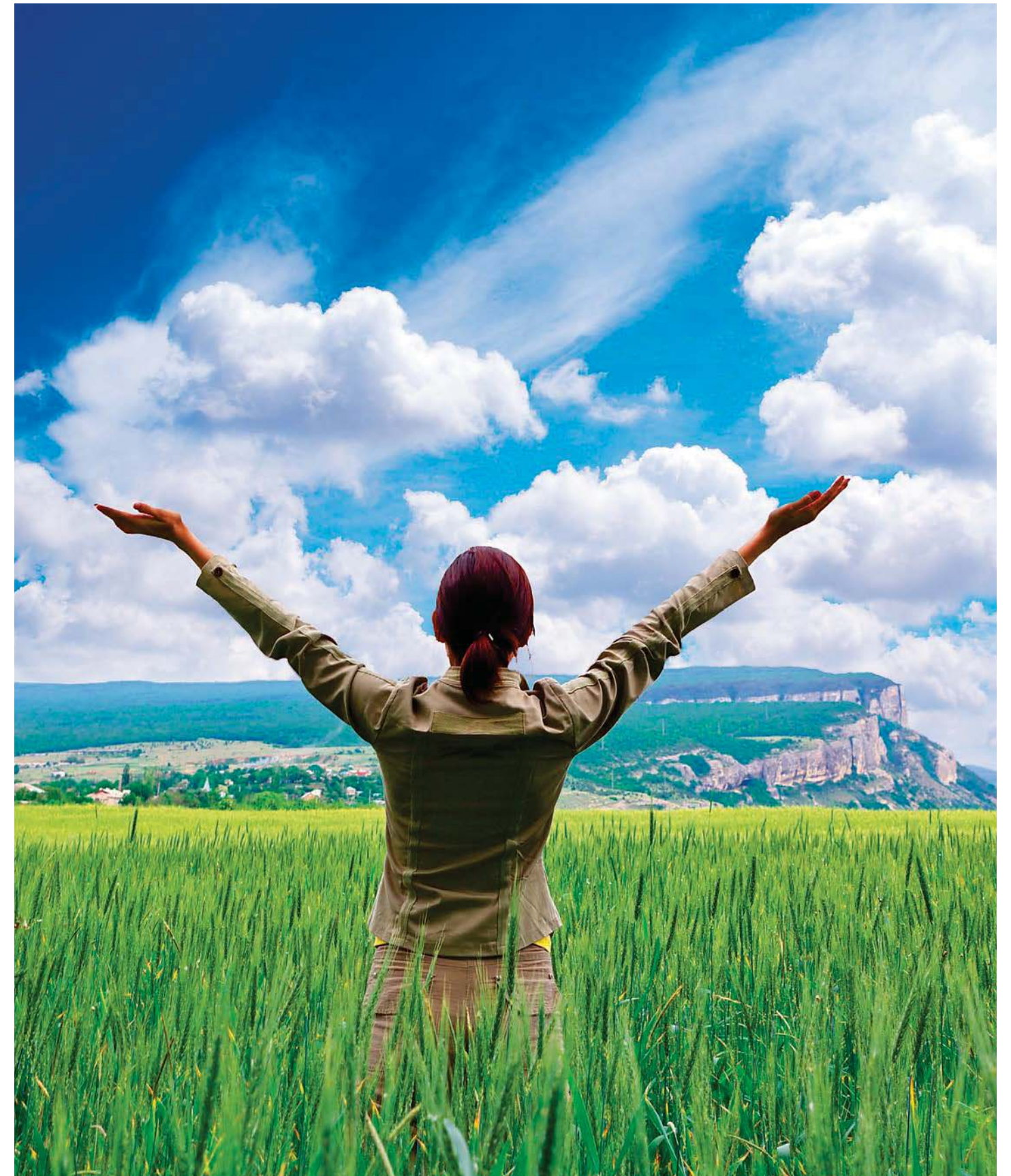
BIBLIOGRAFIA

- [1] Billewicz K.: Wpływ wdrażania rozwiązań inteligentnych sieci elektroenergetycznych na rynek ciepła. Rynek Energii. Nr 6, 2013.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 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/WE, Dz. Urz. UE L 315/2 z 14.11.2012.
- [4] Informacje o produktach firmy Ceres Power, serwis <http://www.cerespower.com/>, 2014.
- [5] Informacje o produktach firmy Hexis, serwis <http://www.hexis.com/>, 2014.
- [6] Informacje o produktach firmy Honda, serwis <http://www.honda.com/>, 2014.
- [7] Informacje o produktach firmy SenerTec, serwis <http://www.sener-tec.com/>, 2014.
- [8] Informacje o produktach firmy Vaillant, serwis <http://www.vaillant.de/>, 2014.
- [9] Informacje o układzie ORC w Ostrowskim Zakładzie Ciepłowniczym, serwis <http://www.ozc.ostrow-wielkopolski.pl/>, 2014.
- [10] Jewulski J., Kupecki J., Blesznowski M.: Postępy w rozwoju układów -CHP z ogniwami paliwowymi. Instal. Nr 1, 2014.
- [11] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [12] Paska J.: Technologie rozproszonych źródeł energii. Zakład Wydawniczy „INPE” w Bełchatowie. Bełchatów 2011.
- [13] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [14] Popczyk J., Wałek T., Kaleta P., Juszczyk J., Skrzypek A.: Referencyjne zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w prosumenckiej energetyce budynkowej. Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, www.klaster3x20.pl, marzec 2014 roku.
- [15] Program rozwoju kogeneracji. Politechnika Warszawska, kwiecień 2010 roku.
- [16] Rezolucja Parlamentu Europejskiego 2012/2930(RSP) z 12 września 2013 roku w sprawie mikrokogeneracji – wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej na małą skalę.
- [17] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne. Dz. U. z 2012 roku poz. 1059 oraz z 2013 roku poz. 984 i 1238.



Nowe Prawo ochrony środowiska

PO WIELU MIESIĄCACH OCZEKIWAŃ SEJM UCHWALIŁ USTAWĘ NOWELIZUJĄCĄ PRAWO OCHRONY ŚRODOWISKA NIOSĄCĄ ZE SOBĄ SZEREG ISTOTNYCH ZMIAN W KRAJOWYCH REGULACJACH OCHRONY ŚRODOWISKA. KLUCZOWYM ZADANIEM, JAKIE STAWIALI SOBIE AUTORZY PROJEKTU USTAWY, BYŁO WDROŻENIE DO POLSKIEGO PORZĄDKU PRAWNEGO DYREKTYWY PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2010/75/UE Z DNIA 24 LISTOPADA 2010 ROKU W SPRAWIE EMISJI PRZEMYSŁOWYCH (IED). JEDNYM Z WAŻNIEJSZYCH NOWYCH MECHANIZMÓW PLANOWANYCH PRZEPISÓW JEST NAŁOŻENIE NA INSTALACJE OBJĘTE ZINTEGROWANYM PODEJŚCIEM DALEKO IDĄCYCH OBOWIĄZKÓW ZWIĄZANYCH Z OCHRONĄ GLEBY I WÓD PODZIEMNYCH. OMAWIANA NOWELIZACJA WPROWADZI M.IN. ISTOTNE ZMIANY W KWESTII WYDAWANIA POZWOLEŃ NA KORZYSTANIE ZE ŚRODOWISKA, W TYM ZWŁASZCZA POZWOLEŃ ZINTEGROWANYCH. W DWÓCH PUBLIKACJACH PRAGNIEMY PRZYBLIŻYĆ KILKA ZAGADNIENÍ PROCEDURALNYCH DOTYCZĄCYCH TEJ MATERII, WSKAZUJĄC PRZY TYM NA ICH PRAKTYCZNY WYMIAR I EWENTUALNE KONSEKWENCJE DLA OBROTU GOSPODARCZEGO.





Pozwolenia zintegrowane

www.termika.pgnig.pl

Zbigniew Kozłowski
Miłosz Tomasiak

Uchwalona przez Sejm nowelizacja Prawa ochrony środowiska wprowadza wiele istotnych zmian w regulacjach dotyczących wydawania pozwoleń na korzystanie ze środowiska, w tym zwłaszcza pozwoleń zintegrowanych. W niniejszej publikacji zamierzamy przedstawić kluczowe kwestie proceduralne dotyczące tej materii, wskazując na ich praktyczny wymiar i ewentualne konsekwencje dla obrotu gospodarczego.

Przenoszenie pozwoleń

Przedmiotowa nowelizacja Prawa ochrony środowiska niesie ze sobą istotną zmianę w kwestii, która wzbudzała szereg wątpliwości oraz nieraz rodziła praktyczne komplikacje, szczególnie przy sprzedaży instalacji przemysłowych. Mowa tu o przeniesieniu praw i obowiązków wynikających z pozwoleń sektorowych oraz pozwoleń zintegrowanych w przypadku nabycia instalacji objętej tymi pozwoleńiami.

Obecnie, aby móc legalnie eksploatować nabytą przez siebie instalację, nowy właściciel musi w osobnym postępowaniu administracyjnym uzyskać decyzję przenoszącą na niego pozwolenie na korzystanie ze środowiska dotyczące tej instalacji. W przeciwnym razie po nabyciu instalacji pozwolenie należałoby uznać za wygasłe, a nabywca instalacji musiałby uzyskać nowe pozwolenie. Istotną wadą aktualnych regulacji jest brak przepisu szczególnego normującego kwestię stron postępowania w sprawie przeniesienia pozwolenia na korzystanie ze środowiska, jak na przykład

w przepisach o ocenach oddziaływania na środowisko czy też Prawie budowlanym, gdzie krąg stron analogicznych postępowań jest bardzo ograniczony. Zaangażowanie dodatkowych podmiotów do postępowania sprowadzającego się de facto do formalności, jaką jest przeniesienie pozwolenia na korzystanie ze środowiska, może znacząco komplikować przebieg tego procesu i utrudnić płynne przekazanie kontroli nad instalacją jej nabywcy.

W celu uproszczenia sukcesji pozwoleń na korzystanie ze środowiska nowe przepisy zastępują procedurę przeniesienia pozwolenia zasadą automatycznego przejścia pozwolenia na korzystanie ze środowiska na nabywcę instalacji. Podmiot, który stanie się prowadzącym instalację lub jej oznaczoną część, przejmie prawa i obowiązki wynikające z pozwoleń dotyczących tej instalacji lub jej oznaczonej części. Nabywca instalacji nie będzie musiał zatem ubiegać się o przeniesienie pozwolenia na korzystanie ze środowiska w związku z planowanym nabyciem instalacji objętej takim pozwoleniem, ponieważ w momencie nabycia tej instalacji z mocy samego prawa stanie się jego adresatem. Za moment, w którym nastąpi przejście praw i obowiązków wynikających z pozwolenia na korzystanie ze środowiska, należy uznać chwilę nabycia tytułu do instalacji lub jej oznaczonej części. Kwestia ta nie powinna budzić wątpliwości w świetle definicji „prowadzącego instalację” w Prawie ochrony środowiska, stanowiącej, że jest to podmiot uprawniony na podstawie określonego tytułu prawnego do władania instalacją w celu jej eksploatacji.

Automatyczne przejście pozwolenia na korzystanie ze środowiska na nabywcę instalacji teoretycznie powinno uniezależnić taki podmiot od organów administracji w kwestii przejścia

tytułu administracyjno-prawnego do jej prowadzenia. Mimo to na nabywcy instalacji będzie ciążył obowiązek wystąpienia z wnioskiem o zmianę pozwolenia w zakresie oznaczenia prowadzącego instalację. Okazuje się zatem, że projektowane rozwiązania dotyczące sukcesji pozwoleń na korzystanie ze środowiska jednak nie do końca wyeliminowały konieczność przeprowadzenia postępowania administracyjnego w tym zakresie. Mamy zatem do czynienia z jednej strony z dokonaniem zmiany adresata pozwolenia na korzystanie ze środowiska, która ma następować z mocy samego prawa, z drugiej zaś strony wymaga się od nabywcy instalacji uzyskania decyzji zmieniającej to pozwolenie. Jaki wobec tego charakter będzie miała taka decyzja zmieniająca pozwolenie na korzystanie ze środowiska? Zgodnie z generalnymi zasadami procedury administracyjnej zmiana ostatecznej decyzji administracyjnej dokonywana jest w trybie nadzwyczajnym, w drodze wydania decyzji zmieniającej o charakterze konstytucyjnym. Innymi słowy, regułą jest to, że zmiana praw lub obowiązków nadanych w ostatecznej decyzji administracyjnej następuje dopiero w momencie wydania decyzji ją zmieniającej. Należy zaś rozumieć, że rozwiązanie przyjęte w ramach nowelizacji Prawa ochrony środowiska zakłada, że decyzja zmieniająca pozwolenie na korzystanie ze środowiska w zakresie oznaczenia prowadzącego instalację będzie miała w tym wypadku charakter deklaratoryjny – będzie jedynie odzwierciedlała zaistniałą już zmianę w stanie prawnym. Taka konstrukcja wydaje się jednak stać w sprzeczności z istotą decyzji zmieniającej ostateczną decyzję, która to decyzja zmieniająca z natury rzeczy ma wywoływać określone skutki prawne, a nie stwierdzać ich zaistnienie i pełnić funkcję czysto redakcyjną – porządkując jedynie tekst zmienianej decyzji. Omawiając proponowane rozwiązanie zakładające wydawanie decyzji zmieniającej pozwolenie na korzystanie ze środowiska, która w swej istocie ma jedynie potwierdzać zmiany w kwestii adresata pozwolenia, warto zwrócić uwagę, że orzecznictwo sądów administracyjnych wypowiedało się nieraz krytycznie na temat możliwości zmieniania decyzji administracyjnych poprzez wskazanie ich nowego adresata. Praktyczne wątpliwości może zatem budzić sytuacja, w której nabywca instalacji nie uzyska decyzji zmieniającej pozwolenie na korzystanie ze środowiska w zakresie oznaczenia podmiotu prowadzącego tę instalację. Czy w takiej sytuacji nabywca instalacji będzie nadal niekwestionowanym adresatem pozwolenia na korzystanie ze środowiska? Wydaje się, że jednoznaczne brzmienie znowelizowanych przepisów powinno rozwiewać

wszelkie wątpliwości co do tej kwestii. Niemniej, konieczność uzyskiwania decyzji zmieniającej pozwolenie na korzystanie ze środowiska, której wydanie w warunkach sukcesji z mocy prawa budzi wątpliwości natury prawnej, mogłaby być postrzegana jako zbędna formalność.

Niezależnie od powyższych zastrzeżeń, należy podkreślić, że sama zmiana obecnych rozwiązań prawnych w zakresie przenoszenia pozwolenia na korzystanie ze środowiska na rzecz ich przejścia z mocy samego prawa na nabywcę instalacji zasługuje na aprobatę.

Raport początkowy

Jedną z fundamentalnych zmian, jakie niesie ze sobą nowelizacja Prawa ochrony środowiska, jest wprowadzenie obowiązku załączenia do wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego tzw. raportu początkowego. Obowiązek ten będzie dotyczył jedynie instalacji, których eksploatacja obejmuje wykorzystywanie, produkcję lub uwalnianie substancji powodującej ryzyko oraz występuje możliwość zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych na terenie zakładu. Raport początkowy ma zawierać szereg informacji, obejmujących m.in. dane na temat działalności prowadzonej na terenie zakładu obecnie, jak i w przeszłości, oraz stanu zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych na terenie zakładu, w tym wyniki badań zanieczyszczenia gleby i ziemi.

Z uwagi na szeroki zakres informacji zawartych w raporcie początkowym, tematykę związaną z oceną stanu środowiska i konieczność wykonania specjalistycznych badań celem zgromadzenia danych do jego opracowania, raport początkowy można w pewnym zakresie porównać do raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko składanego w postępowaniu w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Pewne podobieństwo do raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko może zaś stanowić wskazówkę przy ocenie charakteru prawnego raportu początkowego. Nawiązując do utrwalonego w orzecznictwie poglądu, że raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko jest kwalifikowanym dowodem w sprawie [1], należy uznać, iż raport początkowy również będzie stanowił ważny dowód w postępowaniu administracyjnym dotyczącym wydania pozwolenia zintegrowanego. Jednocześnie należy zaznaczyć, że tak jak w przypadku raportów o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, tak i w przypadku raportów początkowych, organ prowadzący postępowanie w sprawie wydania pozwolenia zintegrowanego nie będzie związany informacjami w nim przedstawionymi [2].

Raport początkowy będzie zatem podlegał merytorycznej ocenie organu administracji, który na podstawie danych zawartych w tym raporcie będzie określał konkretne obowiązki nałożone na prowadzącego instalację w pozwoleniu zintegrowanym. W szczególności, pozwolenie zintegrowane będzie określać sposób prowadzenia systematycznej oceny ryzyka zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko, które mogą znajdować się na terenie zakładu w związku z eksploatacją instalacji, albo sposób i częstotliwość wykonywania badań zanieczyszczenia gleby i ziemi tymi substancjami oraz pomiarów zawartości tych substancji w wodach gruntowych, w tym pobierania próbek. Szczegółowy kształt tych obowiązków może mieć niemałe znaczenie dla prowadzącego instalację, bowiem dotyczą one prowadzenia badań generujących pokaźne koszty. Duży zaś wpływ na ich ukształtowanie będzie mieć właśnie treść raportu początkowego.

Kolejną kwestią, nasuwającą się w związku z obowiązkiem przedkładania raportów początkowych, jest to, jak od strony proceduralnej miałyby wyglądać uzupełnianie braków w takim raporcie lub przedstawianie dodatkowych wyjaśnień. Czy w sytuacji, gdy organ wydający pozwolenie zintegrowane uzna, że raport początkowy załączony do wniosku o wydanie pozwolenia nie zawiera wyczerpujących informacji, będzie mógł wezwać wnioskodawcę do usunięcia braków pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpoznania na podstawie art. 64 § 2 kodeksu postępowania administracyjnego? Innymi słowy, czy ewentualne wątpliwości co do treści raportu początkowego będą uzasadniały odmowę wszczęcia postępowania w sprawie pozwolenia zintegrowanego? Wydaje się, że dotychczasowe orzecznictwo sądów administracyjnych dostarcza w tym zakresie jednoznacznej odpowiedzi, wskazując, że wezwanie wystosowane w trybie art. 64 § 2 k.p.a. powinno służyć wyłącznie usunięciu braków formalnych wynikających ze ściśle określonych przepisów i nie może zmierzać do merytorycznej oceny przedstawionego wniosku [3]. Wątpliwości co do merytorycznej treści raportu początkowego, np. w kwestii wiarygodności danych na temat zanieczyszczenia gruntu, nie powinny zatem stanowić pretekstu do odmowy wszczęcia postępowania w sprawie pozwolenia zintegrowanego. Są to bowiem zagadnienia związane z merytoryczną oceną wniosku, a tej organ administracji dokonuje już po wszczęciu postępowania. Sankcja pozostawienia podania bez rozpoznania powinna być stosowana tylko w przypadku oczywistego braku w takim raporcie któregośkolwiek z elementów wymaganych przez ustawę.

Niemniej, poważne wątpliwości mogą się pojawić dopiero w sytuacji, gdy prowadzący instalację uzna, że nie podlega obowiązkowi przedłożenia raportu początkowego, a organ wydający pozwolenie zintegrowane stanie na stanowisku, iż taki raport jest wymagany. Obowiązek przedłożenia takiego raportu uzależniony jest od łącznego zajścia dwóch przesłanek, tj.: faktu wykorzystywania, produkcji lub uwalniania z instalacji substancji powodującej ryzyko oraz występowania możliwości zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych na terenie zakładu. O ile pierwsza z tych przesłanek wydaje się być raczej jednoznaczna w ocenie, to w przypadku drugiego kryterium – możliwości zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych – taka ocena może nie być oczywista. Takiego ryzyka nie da się ocenić bez przeprowadzenia wnikliwego postępowania dowodowego. A zatem, w sytuacji opisanej na wstępie, organ administracji nie powinien pozostawiać wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego bez rozpoznania twierdząc, że nie spełnia on wymogu formalnego w postaci załączenia raportu początkowego. Kwestia ta powinna być badana po wszczęciu postępowania administracyjnego, bowiem jej ocena należy do etapu merytorycznej oceny wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego. Jeżeli merytoryczna analiza danych zawartych we wniosku wskazywać będzie na spełnienie przesłanek uzasadniających sporządzenie raportu początkowego, dopiero wówczas organ powinien wezwać wnioskodawcę do przedstawienia takiego raportu.

Opisane powyżej wybrane aspekty proceduralne postępowań w sprawie pozwoleń zintegrowanych są jedynie zaczynem do dalszej dyskusji na temat reformy Prawa ochrony środowiska. Zmian zasługujących na omówienie jest bowiem znacznie więcej, a większość z nich będzie miała istotny wpływ na postępowania administracyjne dotyczące pozwoleń zintegrowanych, przed którymi stoją obecnie prowadzący instalacje IPPC.

ZBIGNIEW KOZŁOWSKI

ADWOKAT, SENIOR ASSOCIATE

MIŁOSZ TOMASIK

RADCA PRAWNY, ASSOCIATE

Zespół Prawa Ochrony Środowiska, CMS Cameron McKenna

Dariusz Greszta Sp. k.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Tak Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z dnia 11 lipca 2013 r. (sygn. akt II OSK 639/13).
- [2] Tak Wojewódzki Sąd Administracyjny w Gdańsku w wyroku z dnia 30 czerwca 2011 r. (sygn. akt II SA/Gd 312/11).
- [3] Tak Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z dnia 3 sierpnia 2012 r. (sygn. akt II OSK 826/11).

Sprawozdanie bazowe w dyrektywie IED

www.termika.pgnig.pl

Ewa Rutkowska-Subocz

Wśród zmian wprowadzonych znowelizowaną ustawą Prawo ochrony środowiska znaczne zaniepokojenie po stronie przemysłu wzbudza przede wszystkim obowiązek sporządzenia tzw. sprawozdania bazowego, określonego jako raport początkowy, który zawierać powinien m.in. informacje o stanie zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko stosowanymi, produkowanymi lub uwalnianymi przez instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego.

Odpowiedzią na niedociągnięcia Dyrektywy IPPC (dyrektywy 2008/1/WE dotyczącej zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli) w tworzeniu systemu zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom powstającym w wyniku działalności przemysłowej miało stać się przyjęcie Dyrektywy IED, tj. dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), która zastąpiła zarówno dyrektywę IPPC, jak i sześć innych dyrektyw.

Celem Dyrektywy IED było m.in. wzmocnienie mechanizmów ochrony gleby i wód podziemnych. Dla osiągnięcia tego celu wprowadzono m.in. nowy instrument ochrony gleby i wód podziemnych w postaci sprawozdania bazowego. Zgodnie z Dyrektywą IED sprawozdanie bazowe jest to informacja dotycząca stanu skażenia gleby i wód podziem-

nych substancjami stwarzającymi zagrożenie na terenie instalacji przemysłowej. Obowiązek jego sporządzenia został wprowadzony z zamiarem zagwarantowania, że eksploatacja instalacji nie pogorszy jakości gleby i wód podziemnych. W przypadku stwierdzenia, w wyniku ilościowego porównania stanu terenu opisanego w sprawozdaniu ze stanem terenu w chwili ostatecznego zakończenia działalności, że spowodowała ona znaczące zanieczyszczenie gleby lub wód podziemnych określonymi substancjami stwarzającymi zagrożenie, prowadzący instalację będzie zobowiązany do podjęcia działań naprawczych, mających na celu doprowadzenie gleby i wód podziemnych do stanu wynikającego ze sprawozdania.

Jak stanowi Dyrektywa IED, sprawozdanie bazowe musi być przedłożone organom przed rozpoczęciem eksploatacji instalacji, a dla istniejących instalacji, przed uaktualnieniem pozwolenia po raz pierwszy po 7 stycznia 2013 roku. Obowiązek jego sporządzenia nie dotyczy jednak wszystkich operatorów IPPC, ale jedynie tych przypadków, w których działalność obejmuje wykorzystywanie, produkcję lub uwalnianie substancji stwarzających zagrożenie, z uwzględnieniem możliwości skażenia gleby i wód podziemnych na terenie instalacji. Pojęcie substancji stwarzających zagrożenie zostało zdefiniowane w Dyrektywie IED jako substancje lub mieszaniny określone w art. 2 pkt 7 i 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1272/2008 z 16 grudnia 2008 roku w sprawie klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin.

Jaka ma być zawartość sprawozdania bazowego? Dyrektywa IED nie zawiera zbyt wielu wskazówek w tym zakresie. Jasne jest, że sprawozdanie musi zawierać informacje niezbędne do ustalenia stanu skażenia gleby i wód podziemnych tak, aby możliwe było wykonanie ilościowego porównania ze stanem po ostatecznym zakończeniu działalności i ustalenie ewentualnej odpowiedzialności operatora instalacji. Jednocześnie 6 maja 2014 opublikowane zostały długo oczekiwane wskazówki Komisji Europejskiej dotyczące opracowywania sprawozdań bazowych. Zawierają one praktyczną interpretację pojęć oraz intencji Dyrektywy IED w zakresie przepisów dotyczących sprawozdania bazowego oraz obejmują wyjaśnienia dotyczące sposobu przeprowadzania kolejnych etapów sprawozdania bazowego, w tym wskazują etapy, podczas których następuje podjęcie decyzji, czy sprawozdanie bazowe musi być sporządzone.

Transpozycja Dyrektywy IED do polskiego prawa. Raport początkowy

Obowiązek sporządzania sprawozdania bazowego został implementowany do polskiego prawa w postaci obowiązku opracowania raportu początkowego zawierającego informacje m.in. na temat zanieczyszczenia gleby i wód podziemnych substancjami powodującymi ryzyko stosowanymi, produkowanymi lub uwalnianymi przez instalacje wymagające pozwoleń zintegrowanego.

Zgodnie z Nowelizacją POŚ raport początkowy ma być sporządzony w przypadku, gdy eksploatacja instalacji obejmuje wykorzystywanie, produkcję lub uwalnianie substancji powodującej ryzyko oraz występuje możliwość zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych na terenie zakładu. Oznacza to, że raport początkowy musi być sporządzony tylko, jeżeli łącznie spełnione są wspomniane warunki. Tym samym nie każda instalacja objęta pozwoleniem zintegrowanym będzie wymagała sporządzenia raportu.

Jeżeli z wewnętrznej oceny spełnienia powyższych warunków przez konkretną instalację wypłyne wniosek, że raport początkowy musi być sporządzony, powinien on zostać dołączony do wniosku o nowe pozwolenie zintegrowane lub, w przypadku instalacji istniejących, przy pierwszym postępowaniu w przedmiocie zmiany pozwolenia zintegrowanego wszczętym po aktualizacji pozwolenia zintegrowanego z urzędu przewidzianej w terminie trzech miesięcy od wejścia w życie nowego rozporządzenia określającego listę instalacji objętych zintegrowanym podejściem. W praktyce

rozporządzenie to ma wejść w życie równocześnie z nowelizacją POŚ, a zatem aktualizacja z urzędu odbędzie się w ciągu trzech miesięcy od tego momentu. Następną zmianą pozwolenia zintegrowanego będzie się wiązała zatem z koniecznością przedstawienia raportu początkowego.

Warto także już teraz zastanowić się nad konsekwencjami i odpowiedzialnością za ewentualne zanieczyszczenie wykryte w glebie, ziemi lub wodach gruntowych w toku przygotowań. Wszystkie te działania podjęte na odpowiednio wczesnym etapie pozwolą oszacować, a być może także zminimalizować koszty realizowania tych nowych obowiązków.

Zawartość raportu początkowego

Poważnym problemem w przygotowaniu instalacji do wypełnienia obowiązków związanych z raportem początkowym jest brak szczegółowych wytycznych w Nowelizacji POŚ, a także brak aktualnego projektu rozporządzenia wykonawczego, które dotyczyłoby tej kwestii. Z Nowelizacji POŚ wynika, że raport początkowy powinien zawierać:

- informacje na temat działalności prowadzonej na terenie zakładu,
- informacje na temat działalności prowadzonych na terenie zakładu w przeszłości, o ile takie informacje są dostępne,
- nazwy substancji powodujących ryzyko, wykorzystywanych, produkowanych lub uwalnianych przez wymagające pozwoleń zintegrowanego instalacje, położone na terenie zakładu,
- informacje na temat stanu zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko stosowanymi, produkowanymi lub uwalnianymi przez wymagające pozwoleń zintegrowanego instalacje, położone na terenie zakładu.

Informacje na temat zanieczyszczenia substancjami powodującymi ryzyko gleby, ziemi i wód gruntowych na terenie zakładu powinny być przedstawione w postaci opisu tekstowego, zestawień tabelarycznych oraz map wskazujących zasięg zanieczyszczenia.

Te szacunkowe wskazówki dotyczące raportu początkowego będą rozwinięte w rozporządzeniach wykonawczych do znowelizowanego POŚ. Minister środowiska jest zobligowany do wydania rozporządzenia dotyczącego substancji powodujących szczególnie istotne ryzyko dla ochrony powierzchni ziemi, etapów identyfikacji terenów zanieczyszczonych oraz wymagań dotyczących zakresu i sposobu sporządzenia raportu początkowego. Na chwilę obecną nie



upubliczniono żadnego projektu rozporządzenia na temat wymagań dotyczących raportu początkowego.

Identyfikacja zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych na potrzeby raportu początkowego

Jedyny znany obecnie projekt nowego rozporządzenia wykonawczego do Nowelizacji POŚ, tj. projekt z 16 grudnia 2013 roku rozporządzenia w sprawie oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi, które zastąpi dotychczas obowiązujące rozporządzenie Ministra Środowiska z 9 września 2002 roku w sprawie standardów jakości gleby oraz standardów jakości ziemi, jest znacznie szerszy niż zastępowane rozporządzenie. Będzie on jednak istotnie zmieniany. Nowe przepisy określać mają dodatkowo etapy identyfikacji terenów zanieczyszczonych, rodzaje działalności mogących z dużym prawdopodobieństwem powodować historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi, dopuszczalne zawartości substancji powodujących ryzyko, referencyjne metodyki wykonywania badań oraz szczegółowe wymagania dotyczące oceny zanieczyszczenia, w tym wymagania dotyczące zakresu i sposobu sporządzenia raportu początkowego.

Zgodnie z obecną wersją rozporządzenia etapy oceny stanu zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami

mi powodującymi ryzyko stosowanymi, produkowanymi lub uwalnianymi przez wymagające pozwolenia zintegrowanego instalacje, położone na terenie zakładu obejmują: ustalenie działalności mogącej być przyczyną zanieczyszczenia, ustalenie listy substancji powodujących ryzyko, których wystąpienie w glebie lub w ziemi jest spodziewane ze względu na działalność prowadzoną obecnie lub w przeszłości na danym terenie, zebranie i analizę istniejących, dostępnych, aktualnych informacji na temat zagrożenia zanieczyszczeniem oraz aktualnych pomiarów zanieczyszczenia gleby i ziemi substancjami z listy ustalonej w etapie drugim, ewentualne przeprowadzenie badań wstępnych i ewentualne przeprowadzenie badań szczegółowych.

W przypadku wykluczenia występowania zanieczyszczenia na którymkolwiek z etapów prowadzenie dalszych badań może zostać zaniechane.

Rodzaje działalności, które mogą z dużym prawdopodobieństwem powodować historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi określono w załączniku nr 1 do projektu rozporządzenia.

Sporządzając raport początkowy, badaniem objęte powinny być jednak te substancje wykorzystywane przez instalację zarówno obecnie, jak i te, które dopiero mają być wykorzystywane w przyszłości, które stwarzają zagrożenie.

Jednocześnie, co ciekawe, Ministerstwo Środowiska postuluje, żeby każda istotna zmiana instalacji, polegająca na zmianie substancji powodujących ryzyko wykorzystywanych, produkowanych lub uwalnianych w instalacji, skutkowałą koniecznością sporządzenia nowego raportu początkowego obejmującego te substancje (a nie jego aktualizacji). Kwestia ta pozostaje jednak niejasna, zapewne do czasu wejścia w życie przepisów implementujących Dyrektywę IED. Rozwiązania przyjęte w nowych przepisach powinny pozwalać (choć w ich obecnym kształcie nie jest to całkowicie jasne) na ograniczenie kosztów pobierania i badania próbek gruntu poprzez ograniczenie zakresu badań gruntu do obszarów, które z powodu prowadzonych na nich działalności są obecnie lub były w przeszłości najbardziej narażone na zanieczyszczenia. Wiele substancji powodujących ryzyko występuje bowiem wyłącznie na niewielkich obszarach o określonej charakterystyce zanieczyszczenia mającego związek z konkretną działalnością przemysłową.

Zgodnie z przyjętym w przepisach rozwiązaniem zakres badań wstępnych powinien zostać ograniczony poprzez rezygnację z konieczności głębokich wierceń. Pobieranie próbek z większych głębokości nie jest uzasadnione, jeżeli nie stwierdzono zanieczyszczenia warstwy powierzchniowej. Nie rozwiązuje to jednak wątpliwości dotyczącej jakości powierzchni ziemi, będącej w istocie nasypem antropogenicznym (co dotyczy wielu regionów Polski).

Co więcej, w przypadku możliwości zidentyfikowania źródeł zanieczyszczeń analizy będą prowadzone w sąsiedztwie źródła. Jeśli zaś źródła te nie mogą zostać zlokalizowane, zalecać się będzie zastosowanie równomiernej siatki pomiarowej. Badania mogą zostać zakończone na etapie wstępnym, jeżeli zanieczyszczenie nie zostanie stwierdzone. Jeżeli jednak badania wstępne wykażą zanieczyszczenie, należy przeprowadzić dalsze badania szczegółowe w celu uzyskania pełnych wyników oraz określenia zasięgu występowania zanieczyszczenia. Uzyskane wyniki powinny pozwolić na opracowanie dla danego terenu planu remediacji.

Sposób pobierania próbek ma być w zamyśle organu gwarancją rzetelności prowadzenia badań poprzez odesłanie do wymaganych metodyk referencyjnych prowadzenia badań, które zostaną określone w załączniku do rozporządzenia. Metodyki referencyjne wskazano poprzez odesłanie do Polskich Norm. Dopuszcza się jednak możliwość stosowania także innych metod pod warunkiem udokumentowania, że

specyfikacja metody jest zgodna z wymaganiami określonymi w metodach i specyfikacji zawartych w metodykach referencyjnych.

Substancje powodujące ryzyko w raporcie początkowym

W związku z tym, że raport początkowy powinien zawierać informacje na temat stanu zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko stosowanymi, produkowanymi lub uwalnianymi przez wymagające pozwolenia zintegrowane instalacje, położone na terenie zakładu, kluczowym zagadnieniem jest rozstrzygnięcie, jakie czynniki zadecydują o stwierdzeniu występowania zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych na terenie instalacji.

Dyrektywa IED nie wprowadza określonych standardów jakości gleby, ziemi i wód gruntowych, nie nakłada również obowiązku wprowadzenia takich standardów przez państwa członkowskie, a co więcej, nie określa, nawet w ogólny sposób, przesłanek uznania gleby, ziemi oraz wód podziemnych za zanieczyszczone.

Mając jednak na uwadze potrzebę doprecyzowania kryteriów uznania gleby, ziemi i wód podziemnych za zanieczyszczone, związaną z koniecznością prawidłowej transpozycji postanowień Dyrektywy IED, polskie organy opracowują aktualnie nowy wykaz dopuszczalnych zawartości niektórych substancji powodujących ryzyko.

Stosowane do tej pory kryterium oceny, czy dana gleba lub ziemia jest zanieczyszczona, to jest przekroczenie standardów jakości gleby i ziemi, w nowych przepisach ulega zmianie. Kryterium tym będzie obecność określonych substancji powodujących ryzyko, z uwzględnieniem funkcji pełnionej przez powierzchnię ziemi oraz tzw. tła geochemicznego, czyli naturalnej zawartości substancji powodujących ryzyko w glebie, ziemi lub wodach podziemnych. Należy w tym miejscu zaznaczyć, że dotyczy to tylko pewnych substancji, np. niektórych metali, duża zaś część substancji powodujących ryzyko jest pochodzenia antropogenicznego i nie występuje w środowisku w sposób naturalny.

Kluczowym elementem oceny ryzyka jest przeprowadzenie pomiarów zawartości substancji powodujących ryzyko w glebie lub w ziemi oraz dokonanie porównania wyników z dopuszczalnymi zawartościami określonymi w nowym rozporządzeniu w sprawie oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi i ustalenie, czy ewentualne przekroczenie ich stężenia powoduje ryzyko.



Ustalenia co do dopuszczalnych zawartości substancji powodujących ryzyko w nowym rozporządzeniu wykonawczym budzą wciąż ogromne kontrowersje. Istnieją m.in. obawy, że zawartości te będą zbyt szerokie i rygorystyczne, powodując w ten sposób nadmierne koszty związane z koniecznością remediacji terenów, na których położona jest instalacja. Ministerstwo Środowiska podaje jednak, że prowadzone są wciąż dodatkowe prace nad projektem w celu ustalenia ostatecznych wartości dopuszczalnych zawartości substancji powodujących ryzyko w glebie lub w ziemi.

Ryzyka związane z kształtem Nowelizacji POŚ

Niejasności związane z obowiązkiem sporządzenia raportu początkowego budzą ogromne zaniepokojenie po stronie przemysłu. Poważnym problemem jest m.in. ogólnikowość przepisów dotyczących sposobu sporządzania oraz treści (a w szczególności zakresu) raportu początkowego, która powoduje z kolei niepewność co do sposobu prawidłowego wykonania obowiązku sporządzenia raportu początkowego. Wątpliwości budzi również zakres upoważnienia ministra środowiska do określenia w drodze rozporządzenia wymagań dotyczących zakresu i sposobu sporządzania raportu

początkowego. Niejasne jest bowiem, czy upoważnienie to obejmuje również określenie etapów badania, w ramach których ustala się, czy sporządzenie raportu początkowego jest wymagane i w jakim zakresie planowane rozporządzenie uwzględniłoby będzie wskazówki Komisji Europejskiej dotyczące opracowywania sprawozdań bazowych.

Podsumowując, warto rozważyć podjęcie działań wyprzedzających i stworzenie scenariusza przygotowania instalacji do nowych obowiązków co najmniej na wewnętrznym poziomie organizacji. W szczególności rekomendowane może być wyłonienie instalacji i gruntów potencjalnie podlegających nowym obowiązkom, w tym przede wszystkim obowiązkowi sporządzenia raportu początkowego, ocena faktyczna i prawna ewentualnego stanu gleby, ziemi i wód gruntowych oraz ich zanieczyszczenia istniejącego w chwili obecnej, jak i ocena ryzyka w zakresie potencjalnej odpowiedzialności za ewentualnie zidentyfikowane zanieczyszczenie i określenie zakresu działań koniecznych do podjęcia, aby takie ryzyko zminimalizować.

EWA RUTKOWSKA-SUBOCZ

Kieruje praktyką Ochrona środowiska i zasoby naturalne w kancelarii Dentons.



Hydrargyrum, Quecksilber, mercury, czyli rtęć na cenzurowanym

◆ www.termika.pgnig.pl ◆

Artur Zając
Wiesław Jamiołkowski

Wśród wielu substancji mających negatywny wpływ na zdrowie i życie człowieka, a także na otaczające go środowisko, coraz większe zainteresowanie budzi rtęć. Mimo że pierwiastek ten występuje w środowisku naturalnym w ilościach śladowych, stanowi poważne zagrożenie z uwagi na swój szczególnie toksyczny charakter. Rtęć raz uwolniona do środowiska, trwale w nim pozostaje. Nie ulega bowiem biodegradacji. Co więcej, po przedostaniu się do organizmów żywych kumuluje się w nich, czego następstwem mogą być poważne choroby. Nie może zatem dziwić fakt, że rtęć oraz jej emisja do środowiska stają się aktualnie przedmiotem nowych regulacji prawnych zarówno w skali globalnej, jak i europejskiej.

W październiku 2013 roku w wyniku realizacji Programu Środowiskowego ONZ (UNEP) przyjęto globalny, prawnie wiążący dokument regulujący problematykę wydobywania, handlu oraz emisji rtęci do środowiska. Konwencja Minamata, bo o niej mowa, ma wejść w życie po ratyfikowaniu jej przez co najmniej 50 sygnatariuszy. Można zakładać, że w wyniku przyjęcia Konwencji wprowadzone zostaną krajowe wymagania w zakresie kontroli lub redukcji emisji rtęci do powietrza m.in. dla sektora energetycznego.

ZDJĘCIE: 123RF

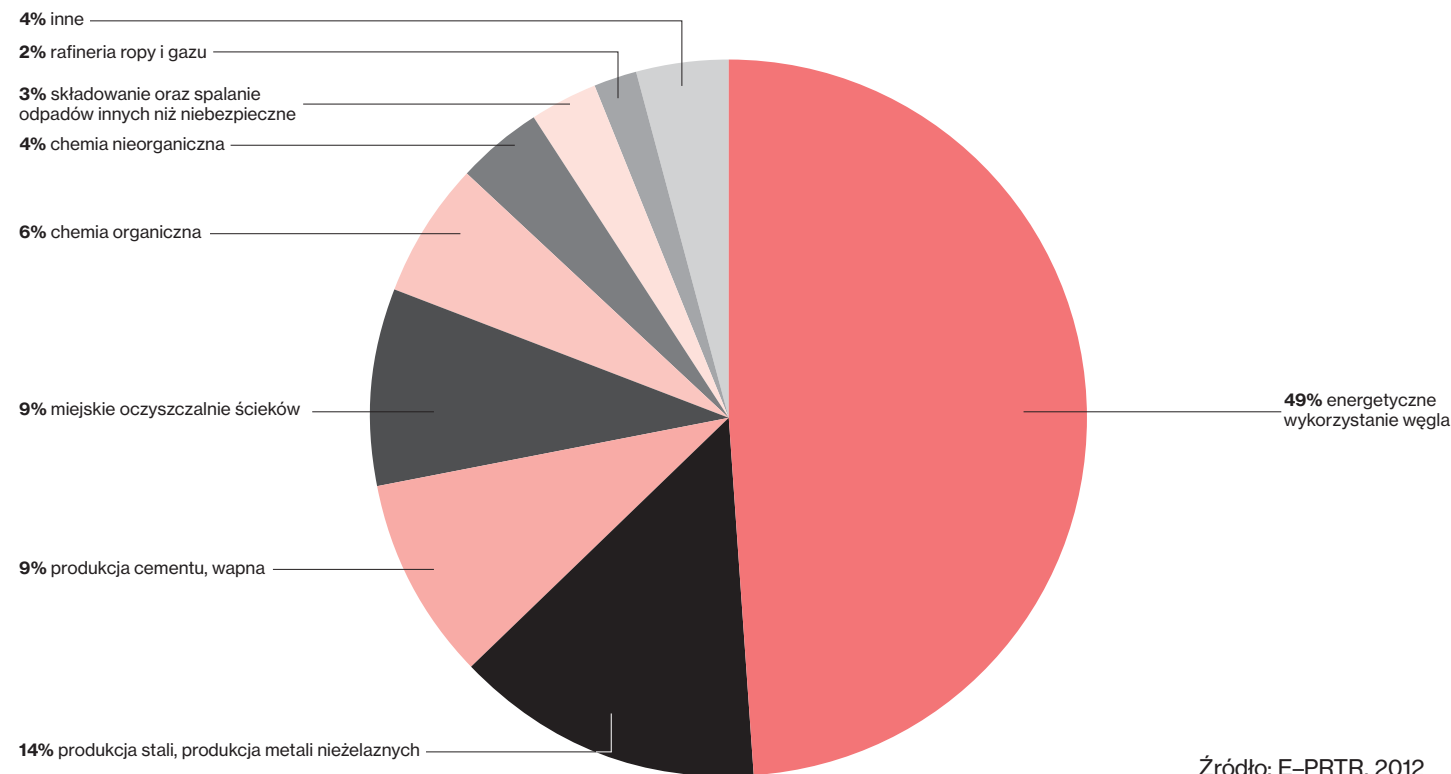
W Unii Europejskiej we wchodzącej w życie Dyrektywie o emisjach przemysłowych (IED) decydujący nacisk na ograniczenie emisji rtęci do powietrza położony został w przepisach szczegółowych Dyrektywy – w tzw. dokumentach referencyjnych BAT. W dokumentach tych wskazano w sposób literalny tzw. poziom emisji rtęci powiązany z najlepszą dostępną techniką. Dla istniejących obiektów energetycznego spalania paliw o mocy powyżej 300 MWt zaproponowano, aby wynosił on w granicach od 0,2 do 6 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{u}$.

Niniejszy artykuł jest próbą odpowiedzi, jak nowe wymagania w zakresie ograniczenia emisji rtęci do powietrza korespondują z praktyką eksploatacyjną i realizowanymi w ramach dostosowania do dyrektywy IED inwestycjami. W pracy wykorzystano analizy, obserwacje, jak również badania przeprowadzone w warszawskich instalacjach energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA SA.

Statystyka emisji rtęci

Głównym źródłem antropogenicznej emisji rtęci do środowiska są procesy spalania węgla, których udział w całkowitej emisji w skali Unii Europejskiej (EU-27, rok 2012) stanowi ok. 49%. Inne procesy technologiczne wnoszące znaczący wkład do emisji rtęci do trzech komponentów środowiska – powietrza, wody, ziemi zostały przedstawione na [wykresie 1](#).

Wykres 1. Sumaryczna emisja rtęci w EU-27



Pomimo zauważalnego spadku emisji rtęci w Polsce na przestrzeni ostatnich lat (patrz wykres 2) Polska jest wciąż krajem uchodzącym za jednego z największych emitentów rtęci w Unii Europejskiej. Szacuje się, że emisja rtęci do powietrza ze wszystkich sektorów, w tym z energetyki węglowej, wynosiła w Polsce w roku 2012 ponad 10 ton.

Metody usuwania rtęci

W procesie energetycznego spalania węgla można wyodrębnić pięć grup metod ograniczania emisji rtęci. Należą do nich:

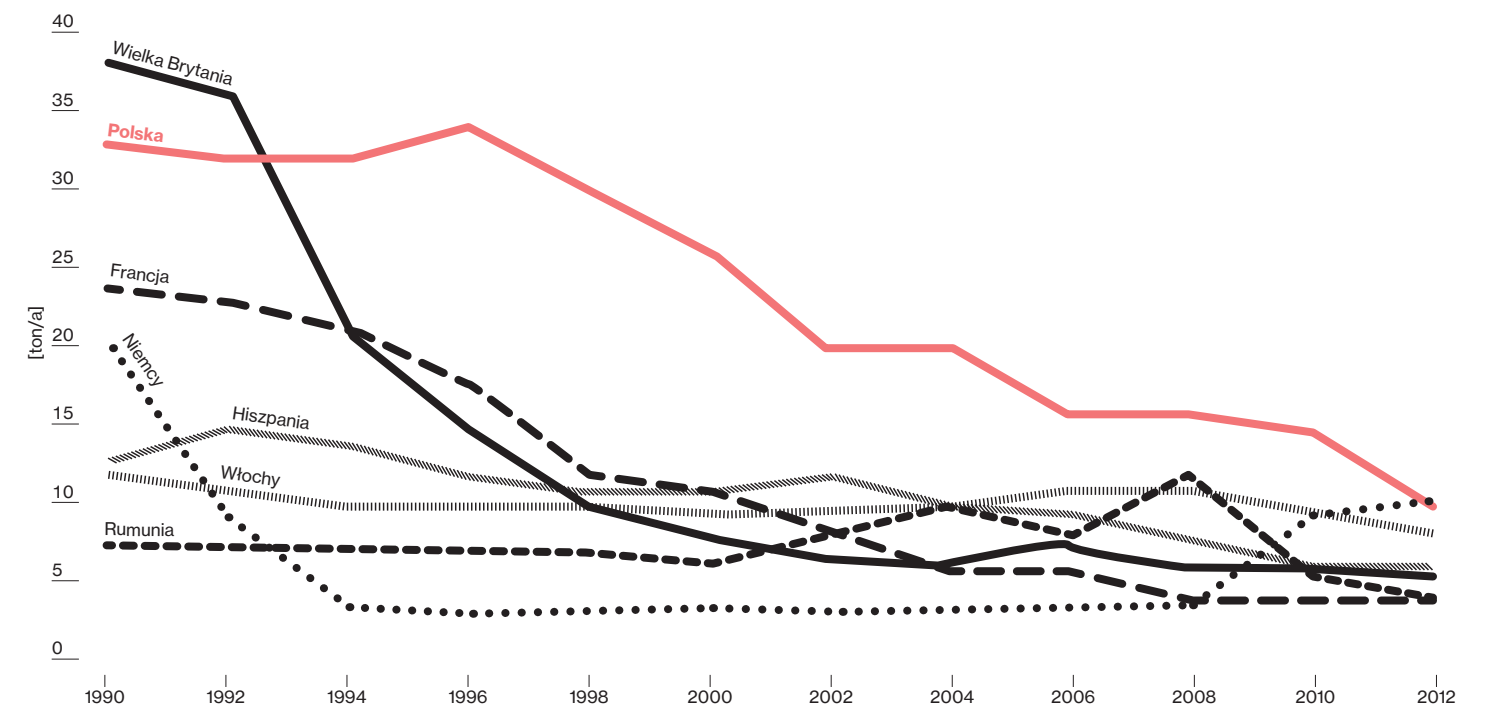
1. Usuwanie związków rtęci z paliwa przed procesem spalania poprzez przygotowanie węgla, np. poprzez płukanie czy wzbogacanie.
2. Ograniczanie emisji rtęci bezpośrednio podczas procesu spalania np. w paleniskach fluidalnych z aktywizacją właściwości absorpcyjnych popiołu.
3. Testowe technologie usuwania rtęci (lub wielu zanieczyszczeń) w jednym dedykowanym procesie technologicznym. Prace skupiają się wokół technologii plazmowych, utleniania niskotemperaturowego czy utleniania elektrokatalitycznego.

4. Ograniczanie emisji rtęci jako synergiczny efekt stosowania klasycznych urządzeń ochrony powietrza, takich jak elektrofiltry, filtry workowe czy instalacje mokrego odsiarczania spalin w kombinacji z katalitycznym odazotowaniem.
 5. Dedykowane instalacje wykorzystujące wtrysk różnych substancji do gazów spalinowych, w tym m.in. węgla aktywowanego (komercyjnie stosowane w USA).
- Z uwagi na aktualność procesu wdrożeniowego Dyrektywy IED w niniejszym artykule skupiono się na dwóch ostatnich grupach metod ograniczania emisji rtęci.

Usuwanie rtęci w klasycznych instalacjach ochrony środowiska

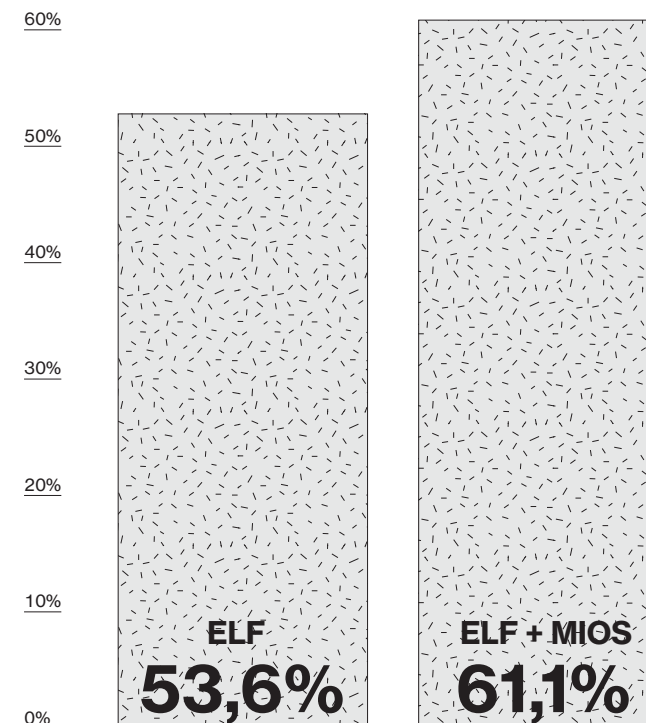
Na skuteczność wychwytywania rtęci w urządzeniach odpylania spalin (filtry workowe, elektrofiltry) wpływa szereg parametrów, co skutkuje różnymi sprawnościami redukcji rtęci w tych urządzeniach. Skuteczność dla elektrofiltrów w tym procesie waha się w granicach od 15% do 70%. Uzależniona jest od udziału poszczególnych form występowania rtęci, które są redukowane w urządzeniu (w odpylaczach usuwana jest głównie rtęć związana lub

Wykres 2. Całkowita emisja rtęci (1990–2012) z siedmiu państw członkowskich UE



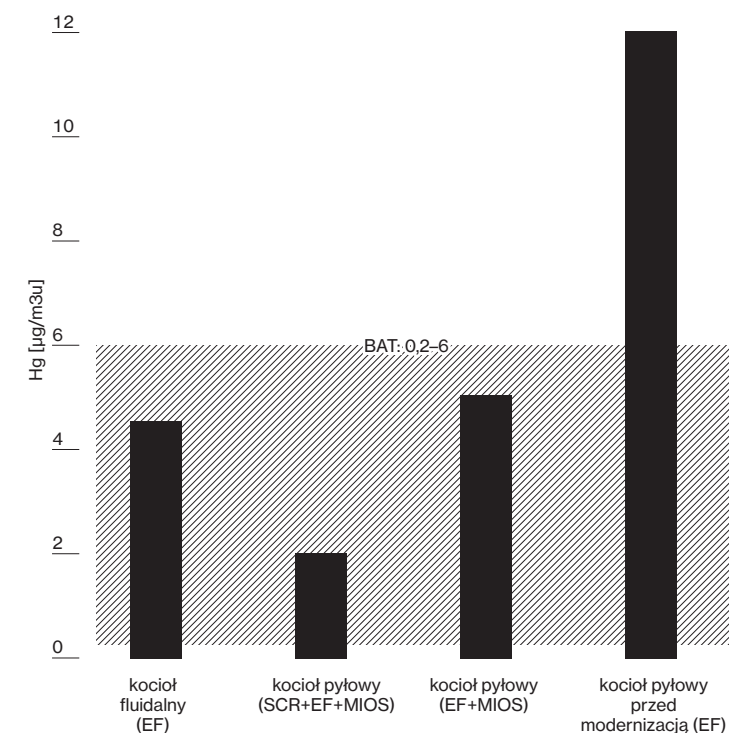
Źródło: Centre on Emissions Inventories and Projections, 2012

Wykres 3. Skuteczność redukcji rtęci w kotłach pyłowych



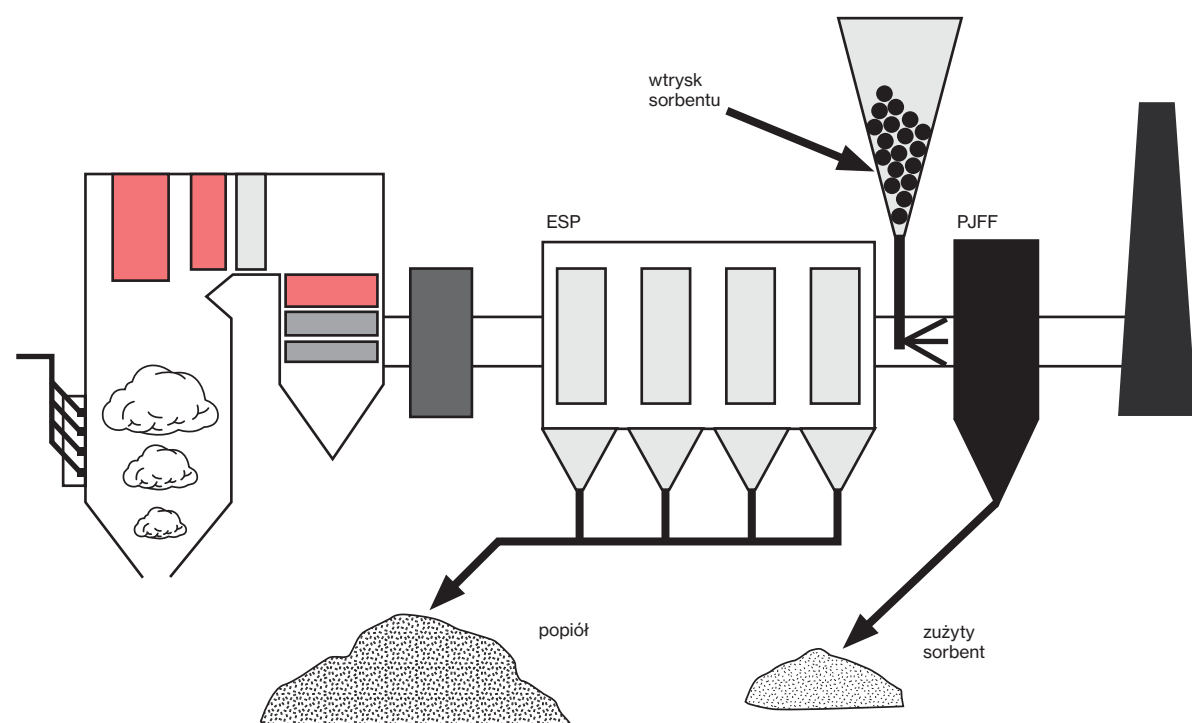
Źródło: Pomiary bilansowe rtęci, PGNiG TERMIKA SA, 2011

Wykres 4. Efektywność redukcji rtęci



Źródło: Analizy własne, PGNiG TERMIKA SA, 2014

Rysunek 1. Schemat procesu TOXECON (Źródło: Feeley i inni, 2007)



zaadsorbowana na cząsteczkach popiołu lotnego). Kluczową rolę pełni również temperatura spalin, skład spalin, czas kontaktu rtęci z popiołem, stężenie oraz właściwości fizykochemiczne popiołu. Przeprowadzone badania bilansowe rtęci w elektrociepłowniach warszawskich potwierdziły również wpływ zawartości części palnych w popiele na skuteczność redukcji rtęci w elektrofiltrach. Osiągane skuteczności redukcji rtęci w elektrofiltrach w trakcie badań bilansowych rtęci w obiektach PGNiG TERMIKA SA dla klasycznych kotłów pyłowych opalanych węglem kamiennym kształtowały się na poziomie 50–55%.

Zastosowanie instalacji mokrego odsiarczania spalin za elektrofiltrem wpływa korzystnie na ilość rtęci usuwanej ze spalin i zwiększa skuteczność całkowitej redukcji rtęci w układzie o kolejne kilka do kilkunastu procent. W tego typu instalacjach usuwana jest ze spalin rtęć występująca w formie utlenionej (najczęściej $HgCl_2$). Średnie skuteczności redukcji rtęci doprowadzanej z paliwem do badanych instalacji (EF+MIOS) w trakcie prowadzonych przez nas badań osiągały poziom 60–65%.

Podsumowując przeprowadzone badania bilansowe rtęci w dostosowanych do wymagań Dyrektywy IED układach oczyszczania spalin, uzyskiwany poziom redukcji emisji

rtęci należy uznać za satysfakcjonujący. Niemniej, ze względu na wysoką zmienność zawartości rtęci w spalanej paliwie, wpływ samego procesu spalania węgla i zastosowanych instalacji ochrony powietrza, każda z instalacji energetycznego spalania paliwa będzie wymagać indywidualnego podejścia. Dla przykładu wyposażenie kotłów w instalację SCR będzie wpływać pozytywnie na proces redukcji emisji rtęci. Obserwowana w ramach pomiarów bilansowych rtęci efektywność redukcji tego zanieczyszczenia po zabudowie instalacji SCR, w układzie oczyszczania spalin składającym się z instalacji odazotowania, elektrofiltru oraz instalacji mokrego odsiarczania spalin (SCR, EF, MIOS) skutkowałą dalszym obniżeniem emisji rtęci o ok. 30%.

Dedykowane metody redukcji rtęci

Wśród metod dedykowanych redukcji rtęci dominują instalacje wtrysku sorbentów do gazów spalinowych lub do samego paliwa przed procesem spalania. Jako sorbenty stosowane są m.in. węgiel aktywowany (PAC) czy bromek wapnia ($CaBr_2$). Instalacje oparte na wtrysku węgla aktywowanego (PAC) są komercyjnie stosowanymi w elektrowniach oraz spalarniach odpadów w USA.

W przypadku wtrysku węgla aktywowanego (PAC) do spalin wskazuje się zazwyczaj dwa możliwe miejsca jego wprowadzenia: przed elektrofiltrem (lub np. przed ostatnią strefą EF) oraz za elektrofiltrem. Dozowanie sproszkowanego węgla aktywowanego powoduje redukcję rtęci w spalinach na drodze adsorpcji chemicznej tego pierwiastka. Średnia skuteczność redukcji rtęci przy iniekcji węgla aktywowanego wynosi ok. 60% przy dozowaniu przed EF i odpowiednio ok. 90% przy dozowaniu PAC za EF. Atutem rozwiązania polegającego na wtrysku węgla aktywowanego za elektrofiltrem jest nie pogorszona jakość popiołów, co pozwala na ich dalsze przemysłowe wykorzystanie.

Wnioski płynące z programów badawczych

PGNiG TERMIKA SA wśród eksploatowanych w Warszawie urządzeń stosuje zarówno technologie fluidalne, półsuchego odsiarczania spalin, jak też klasyczne technologie mokrego odsiarczania spalin. Program modernizacyjny ukierunkowany na spełnienie wymagań IED pozwala obecnie na zbieranie obserwacji i doświadczeń również z obszaru ograniczania emisji rtęci.

Szczególnie interesujące są wnioski płynące z eksploatacji pierwszej w Polsce kombinacji instalacji selektywnej, katalitycznej redukcji emisji tlenków azotu (SCR) z instalacją mokrego odsiarczania spalin (MIOS) w Elektrociepłowni Siekierki. Osiągane efekty redukcji emisji rtęci potwierdzają teorię i przytoczone opisy literaturowe. Można w tym miejscu przyjąć, że przy zastosowaniu tego wachlarza technologii przy spalaniu węgla kamiennego, proponowane maksymalne wymagania BAT ($6 \mu g/m^3$) dla tak zwanych emisji stwarzanych w zakresie emisji rtęci będą dotrzymane. Należy podkreślić, że efekt redukcji rtęci przy stosowaniu tych technologii oczyszczania spalin ma charakter uboczny, a redukcja rtęci w instalacjach ochrony środowiska jest częściowa. Ograniczona jest również regulacyjność procesu, jak i wpływ na uzyskiwany stopień redukcji emisji rtęci. Tym samym wskazywane w dokumentach referencyjnych BAT wartości minimalne $0,2 \mu g/m^3$ będą wymagać niestety dodatkowych komponentów aktywizujących proces redukcji emisji metali ciężkich. Niezbędne mogą okazać się dedykowane instalacje redukcji. Na przykładzie doświadczeń USA technologie dozowania (iniekcji) węgla aktywowanego do spalin wydają się obecnie najbardziej

obiecującymi rozwiązaniami w tym obszarze. Dla obiektów energetyki krajowej wykazujących wysoką emisję rtęci ze względu na gatunki spalanych węgla wymagana będzie co najmniej optymalizacja procesu spalania węgla i oczyszczania spalin lub docelowo wdrożenie instalacji dedykowanych redukcji emisji rtęci.

Przenosząc ww. wymienione obserwacje na skalę kraju, można postawić jednak optymistyczną tezę, że wdrożenie dyrektywy IED radykalnie zmieni europejską statystykę emisyjną rtęci na korzyść Polski. Tendencja spadkowa obserwowana będzie nadal w kolejnych latach obowiązywania Dyrektywy IED. Będzie to efekt synergiczny usuwania rtęci, niejako „przy okazji” oczyszczania spalin z zanieczyszczeń podstawowych, takich jak SO_2 , NO_x czy pył.

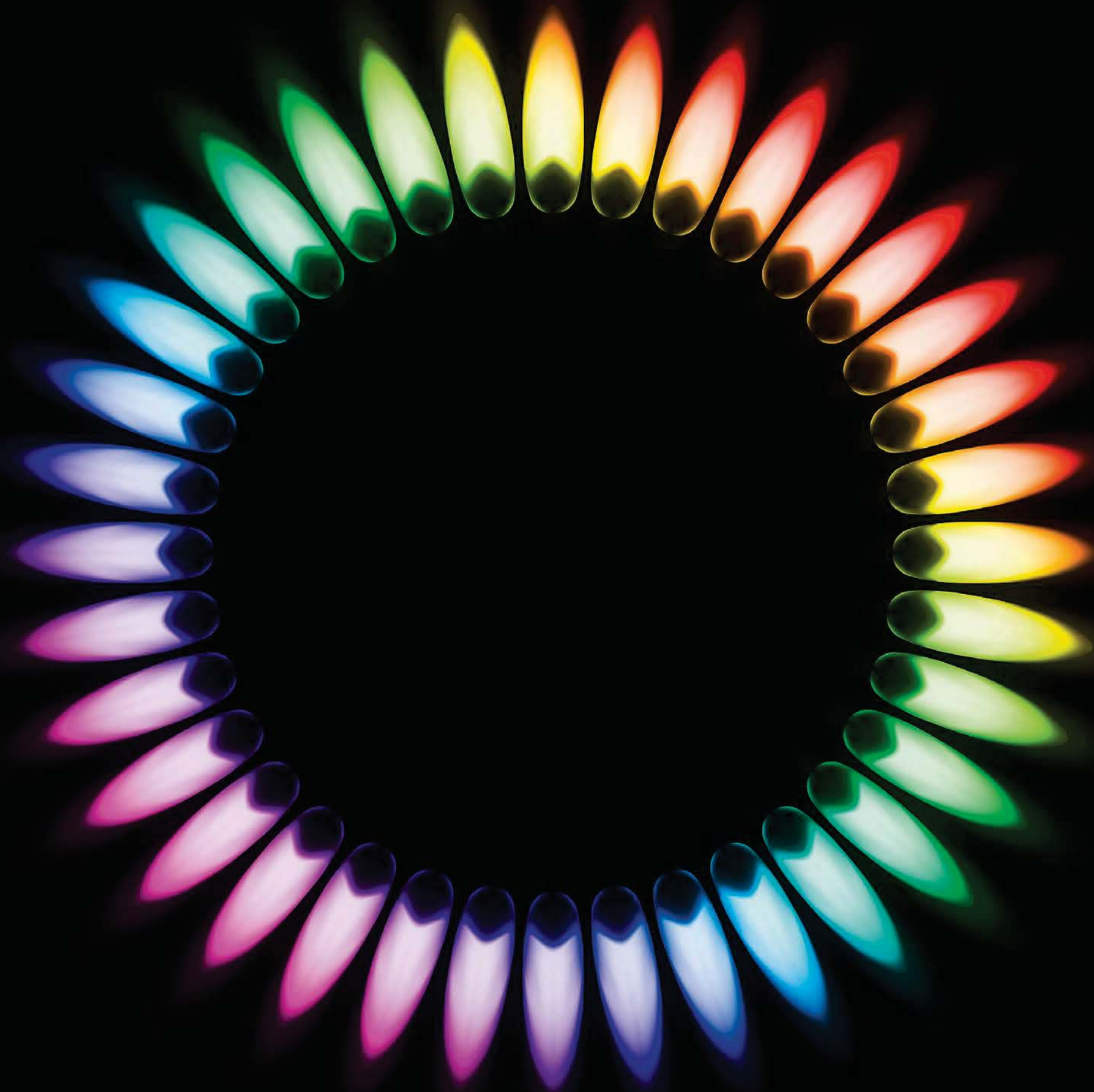
ARTUR ZAJĄC

WIESŁAW JAMIOŁKOWSKI

Departament Ochrony Środowiska PGNiG TERMIKA SA

BIBLIOGRAFIA

- [1] Mercury balance Surveys and Emission Measurements, E. Głowacki, Seminarium rtęciowe, Warszawa, 2010.
- [2] Review of the Community Strategy Concerning Mercury, Draft Final Report, Bio Intelligence Service, 2010.
- [3] Mercury – survey on techniques for monitoring and control, A.Velin, R&D Report.
- [4] Możliwości usuwania rtęci w instalacjach odsiarczania spalin, A. Gołębiowski, Energetyka, 2009.
- [5] Oxidation, Reemission and Mass Distribution of Mercury in Coal-Fired Power Plants with SCR, CS-ESP and Wet FGD, Yong-Chil Seo, Deepak Pudasainee Mercury Emissions from Coal (MEC7) the 7th International Experts Workshop, 2010.
- [6] Ograniczenie emisji rtęci z procesów spalania węgla, M.A. Gostomczyk, Politechnika Wrocławska.
- [7] Rtęć w polskiej energetyce, K. Wojnar, J. Wisz, Energetyka 2006.
- [8] Wybrane zagadnienia emisji rtęci z procesów spalania paliw stałych, A. Głodek, K. Kubica, J.M. Pacyna, NILU Polska.
- [9] Sprawozdanie z wykonania badań i pomiarów bilansowych rtęci w procesie energetycznego spalania węgla kamiennego w kotłach nr K14 i K15 z uwzględnieniem procesów odpylenia i odsiarczania spalin w EC Siekierki, Energopomiar, 2011.
- [10] Transformacja rtęci w procesach spalania i oczyszczania spalin, G. Werner, VI forum Dyskusyjne Doświadczenia eksploatacyjne instalacji odsiarczania spalin, kwiecień 2013.
- [11] Jones, A., Hoffmann, J., Smith, D., Feeley III, T., Murphy, J. (2007). DOE/NETL's Phase II Mercury Control Technology Field Testing Program, Updated Economic Analysis of Activated Carbon Injection, May 2007.
- [12] Process Optimization Guidance for Reducing Mercury Emissions from Coal Combustion in Power Plants, UNEP Geneva, Switzerland November 2010.
- [13] Mercury. Time to act. UNEP, 2013.



ZDUFCE: 123RF

GAZOWNICTWO 



Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne stosowania ekspanderów gazu ziemnego

www.termika.pgnig.pl

prof. Janusz Skorek
Wojciech Kostowski
Paweł Bargiel

Wprowadzenie

Zastosowanie ekspanderów gazu w systemie przesyłowym, dystrybucyjnym oraz u odbiorców gazu posiadających własne stacje redukcyjne budzi coraz większe zainteresowanie. Wynika to z atrakcyjnej energetycznie możliwości odzysku energii włożonej uprzednio w sprężanie gazu (czy to w sposób sztuczny, czy naturalny). W przeciwieństwie do wielu krajów Europy w polskim systemie przesyłowym i dystrybucyjnym ekspandery gazu nie są zainstalowane (kilka jednostek jest zainstalowanych poza systemem przesyłowym).

Uwarunkowania techniczne

Moc ekspandera, jaka może być generowana przy redukcji ciśnienia, można oszacować jako moc przy zadanym przepływie gazu oraz ciśnieniu przed i za urządzeniem. Wstępne szacunki wskazują, że łączny potencjał mocy w polskim systemie przesyłowym oraz z systemu magazynowego (odbior z PMG) można ocenić na ponad 200 MW. Korzystne przy tym jest to, że w systemie przesyłowym i magazynowym istnieje znaczna liczba obiektów o dużym przepływie gazu:

- liczba obiektów o strumieniu gazu > 10 000 m³n/h: ok. 65;
- liczba obiektów o strumieniu gazu > 5 000 m³n/h: ok. 110;
- liczba obiektów o strumieniu gazu > 2 000 m³n/h: ok. 220.

Mniejszy, lecz również znaczący potencjał mocy istnieje w systemie dystrybucyjnym na stacjach redukcyjnych II stopnia. Tam jednak większość stacji to małe obiekty o przepustowości rzędu 60–600 m³n/h, co odpowiada maksymalnym mocom zaledwie 2–20 kW.

Od strony technicznej istotne jest określenie temperatury przed i za ekspanderem. W procesie ekspansji gazu zachodzi bowiem znacznie silniejsze obniżenie temperatury aniżeli w procesie klasycznej redukcji ciśnienia poprzez dławienie. W celu utrzymania temperatury gazu za ekspanderem na wymaganym przez przepisy poziomie, tzn. 5–8°C konieczne jest znacznie silniejsze podgrzanie gazu przed ekspansją.

Jak wykazują dane literaturowe, wskaźniki techniczne i ekonomiczne układu silnie zależą od temperatury podgrzewu, a w szczególności:

- jednostkowa praca generowana z 1 m³n gazu jest tym większa, im większa jest temperatura podgrzewu,
- efektywność układu, tzn. stosunek wytworzonej mocy do mocy w zużytym paliwie, maleje z temperaturą podgrzewu,

Tabela 1. Wyniki analizy ekonomicznej dla przykładowego obiektu

	Układ z kotłem	Układ z modulem CHP
Sposób doboru mocy	Praca pełną mocą, maksymalny czas	
Liczba stopni ekspandera	1	
Czas pracy ekspandera	h	8760
Strumień gazu	m ³ n/h	10 000
Moc zainstalowana	kW	530 530 + 389
Nakład inwestycyjny	zł	2 100 000 2 100 000 + 1 681 000
Sprzedaż energii	MWh/rok	4644 4644 + 3412
Koszty O & M	zł/rok	42 000 42 000 + 14 2000
Koszt dodatkowego paliwa	zł/rok	698 000 1 140 000
Przepływ pieniężny CF	zł/rok	188 000 696 000
Prosty czas zwrotu	lata	11 5

– efektywność ekonomiczna układu maleje z temperaturą podgrzewu.

Biorąc pod uwagę zbieżność kryteriów efektywności termodynamicznej i ekonomicznej można przyjąć, że należy podgrzewać gaz tylko o tyle, o ile wymaga tego utrzymanie dopuszczalnej temperatury za ekspansją.

W praktyce stosuje się następujące rozwiązania podgrzewu gazu:

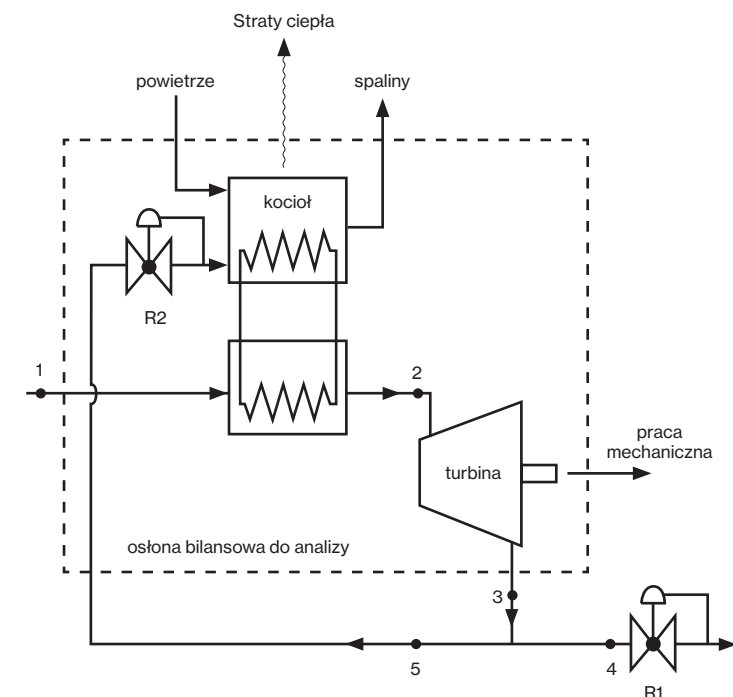
1. Za pomocą kotła gazowego;
2. Za pomocą ciepła z układu kogeneracyjnego (np. z silnika gazowego);
3. Ciepłem odpadowym z innych procesów.

Zdecydowanie najkorzystniejsze jest ostatnie z rozwiązań. W przypadku systemowych stacji redukcyjnych zewnętrzne ciepło odpadowe najczęściej nie jest jednak dostępne i zachodzi potrzeba realizacji podgrzewu gazem (rozwiązania 1 i 2). Schemat układu ekspandera z podgrzewem gazu za pomocą kotła gazowego przedstawiono na rysunku 1. Na cele podgrzewu pobierana jest część przesyłanego gazu.

Do zalet układu z podgrzewem w kotłowni należą:

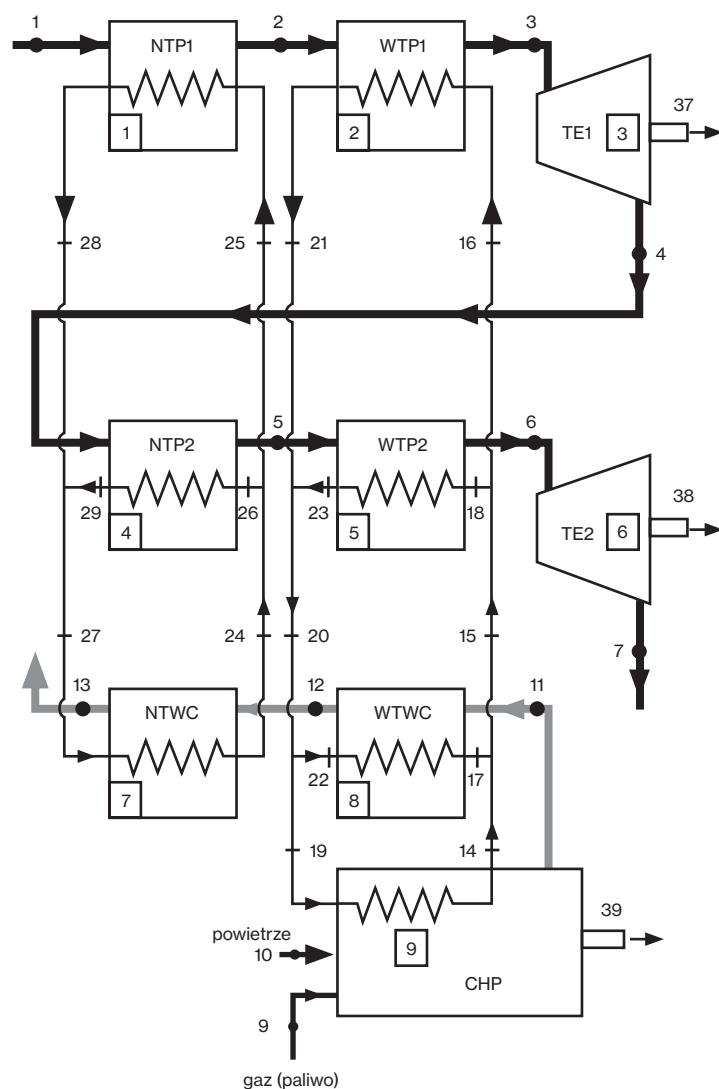
- prostota układu i stosunkowo mały nakład inwestycyjny;
- najmniejsze wymagania projektowe;
- możliwość wykorzystania istniejącej kotłowni z jej ewentualną rozbudową (zwiększeniem mocy);
- łatwość regulacji mocy cieplnej.

Rysunek 1. Układ z jednostopniowym ekspanderem z podgrzewem za pomocą kotła gazowego (P – podgrzewacz gazu, R1, R2 – reduktory)



Korzystniejszy termodynamicznie jest podgrzew gazu za pomocą układu kogeneracyjnego. Przykład takiej instalacji z 2-stopniowym turboekspanderem i gazowym silnikiem tłokowym przedstawiono na rysunku 2.

Rysunek 2. Układ z dwustopniowym turboekspanderem z podgrzewem za pomocą układu kogeneracyjnego (NTP – niskotemperaturowy podgrzewacz gazu, WTP – wysokotemperaturowy podgrzewacz gazu, NTWC – niskotemperaturowy wymiennik ciepła, WTWC – wysokotemperaturowy wymiennik ciepła,



Gaz wysokoprężny (6,5 MPa, 10°C) jest podgrzewany do temperatury ok. 80°C po czym rozpręża się w pierwszym stopniu ekspandera do ciśnienia 1,7 MPa. Następnie jest ponownie podgrzewany do ok. 70°C i rozpręża się w kolejnym ekspanderze do parametrów 0,55 MPa i 10°C. Ekspandery wytwarzają moc elektryczną 1,8 MW przy maksymalnym przepływie gazu, tj. 35 000 m³/h. Minimum

techniczne pracy układu to moc 0,5 MW przy przepływie gazu 10 000 m³/h.

Źródłem ciepła do podgrzewu gazu jest układ dwóch gazowych silników tłokowych z generatorami elektrycznymi. Ciepło jest odzyskiwane z układu chłodzenia silników i ze spalin. Zużycie gazu do napędu silników wynosi 360 m³/h, co stanowi ok. 1% strumienia gazu rozprężanego w ekspanderach. Moc modułu CHP wynosi 1,25 MW.

Zalety układu zintegrowanego z modułem CHP to:

- wyższa efektywność (stosunek mocy do strumienia energii paliwa),
- zwiększenie mocy wytwórczej układu,
- możliwość uzyskania świadectw pochodzenia na energię produkowaną w kogeneracji,
- bardzo niska emisja CO₂ na jednostkę produkowanej energii (ok. 0,25 kg/kWh przy średniej w Polsce na poziomie 0,81 kg/kWh).

Wady układu to:

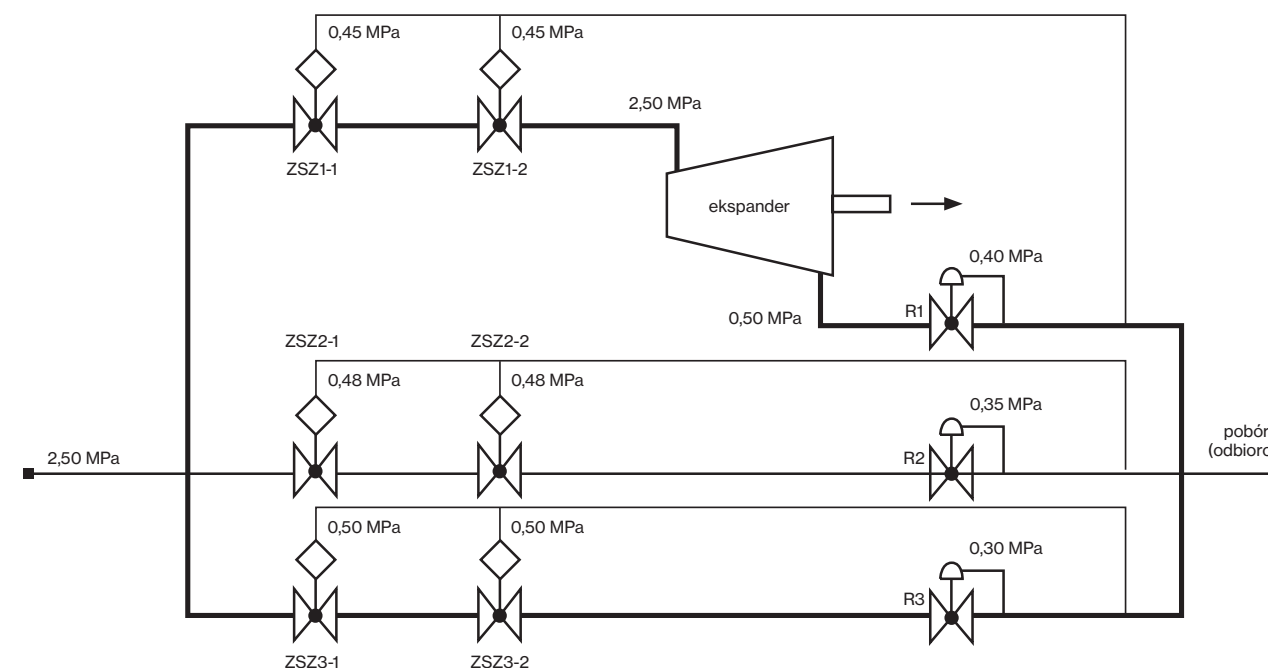
- zwiększenie całkowitych nakładów inwestycyjnych,
- konieczność przebudowy całości stacji.

Instalacje z ekspanderami są stosowane w wielu krajach, jak np. Włochy, Niemcy, Holandia, Rosja, Ukraina, Czechy, Szwajcaria. Ekspandery są przedmiotem oferty wielu producentów, jak np. Atlas Copco, Dresser Rand (USA), Cryostar (Francja), Spilling, RMG (Niemcy), Konstar, Turbogaz (Ukraina), Turbochołod (Rosja), Gascontrol (Czechy). W większości są to konstrukcje adaptowane na potrzeby gazownictwa z innych dziedzin techniki z uwagi na jednostkowy charakter popytu na tego rodzaju instalacje. Zakres mocy produkowanych ekspanderów wynosi od 11 kW do 4 MW. Stacja redukcyjna gazu realizuje szereg funkcji, a tym dopasowanie podaży gazu do zmiennego odbioru, obniżenie i stabilizacja poziomu ciśnienia. Ekspander realizuje tylko funkcję obniżenia poziomu ciśnienia. Z tego względu musi być on zabudowany równoległe do klasycznych ciągów redukcyjnych, a także powinien być wyposażony w reduktor stabilizujący ciśnienie wylotowe. Ponadto ciąg redukcyjny z ekspanderem powinien być wyposażony w system bezpieczeństwa ciśnieniowego. Na rysunku 3 pokazano przykładowe rozwiązanie stacji z ekspanderem spełniającej omówione warunki.

Uwarunkowania ekonomiczne

Na wskaźniki opłacalności budowy ekspanderów ma wpływ szereg czynników natury mikro- i makroekonomicznej. Klu-

Rysunek 3. Przykład rozwiązania układu ciągów redukcyjnych z ekspanderem (R – reduktor, ZSZ – zawór szybkozamykający)



czowe znaczenie mają tu głównie poniesione dodatkowe nakłady inwestycyjne i przychody ze sprzedaży energii elektrycznej. Te ostatnie zależą m.in. od czasu wykorzystania mocy nominalnej, tzn. ekwiwalentnego czasu, z jakim ekspander pracuje pełną mocą w ciągu roku. Czas ten zależy od zmienności przepływu gazu na stacji w ciągu roku i jest tym krótszy, im większy jest udział potrzeb grzewczych w ogólnym zapotrzebowaniu na gaz.

Przeprowadzono oszacowanie opłacalności zabudowy ekspandera w wariantcie z kotłem gazowym lub modułem CHP dla przykładowego obiektu stacji gazowej. Założono, że w wariantcie z kotłem gazowym istniejący kocioł dysponuje wystarczającą mocą cieplną. Wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 1.

Jak wskazują obliczenia, w aktualnych warunkach rynkowych w Polsce instalacja ekspandera jest korzystna, przy czym korzystniejszy jest wariant z modułem kogeneracyjnym. Potwierdza to fakt, że większość realizacji w krajach Europy Zachodniej to układy zintegrowane z modułami CHP.

Jak wskazują zatem wstępne obliczenia, w aktualnych warunkach rynkowych w Polsce instalacja ekspandera jest korzystna, przy czym zdecydowanie korzystniejszy jest wariant z modułem kogeneracyjnym. Jest to zgodne z obser-

wacją, że większość realizacji w krajach Europy Zachodniej to układy zintegrowane z modułem CHP.

Wnioski

- Istnieją wszelkie przesłanki techniczne do stosowania ekspanderów na stacjach redukcyjnych w krajowym systemie gazowniczym;
- Najbardziej efektywnym energetycznie sposobem podgrzewania gazu przed ekspanderem jest integracja z gazowym układem kogeneracyjnym;
- Zainstalowanie ekspandera pozwala zastąpić produkcję elektryczności w elektrowni konwencjonalnej i powoduje obniżenie wskaźników emisji CO₂;
- Najbardziej uzasadnione jest instalowanie ekspanderów w obiektach o największym strumieniu gazu i dużym spadku ciśnienia. Obiektami takimi są odbiory z podziemnych magazynów gazu oraz największe stacje redukcyjne;
- Analiza ekonomiczna wskazuje, że jest możliwe osiągnięcie dodatnich wskaźników opłacalności nawet przy zasadach w pełni komercyjnych, o ile układ jest odpowiednio dobrany.

PROF. DR HAB. INŻ. JANUSZ SKOREK
DR INŻ. WOJCIECH KOSTOWSKI
MGR INŻ. PAWEŁ BARGIEL

Institut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska



Gaz i produkcja w skojarzeniu pomogą zmniejszyć emisje

www.termika.pgig.pl

prof. Władysław Mielczarski

Wiele organizacji „ekologicznych” jest tak zajętych zwalczaniem elektrowni węglowych, że nie zauważają, że to nie wielkie elektrownie czy elektrociepłownie węglowe, ale tzw. niskie źródła emisji, są odpowiedzialne za większość emisji CO₂ i prawie 80% emisji innych, z reguły silnie trujących substancji. Problem ten został nagłośniony w zeszłym roku w Krakowie i Małopolsce, ale daleko do jego systemowego rozwiązania. Niskie emisje i trujące dymy z gospodarstw domowych nie dotyczą tylko miast. Stają się one coraz większym problemem także na wsiach i małych osiedlach.

Wystarczy przejechać się samochodem w zimowy dzień po Polsce, aby zobaczyć różnokolorowe dymy unoszące się znad kominów gospodarstw domowych. Problem jest dosyć powszechnie znany. W styczniu 2013 uczestniczyłem w konferencji, wspólnie z jednym z nestorów polskiej ekologii, który już ponad 25 lat temu zakładał organizacje działające na rzecz czystego środowiska i który w poszukiwaniu tego czystego powietrza wyprowadził się na wieś i obecnie – jak mówił – przez ponad pół roku ma zamknięte okna, aby nie ulec zatruciu od dymów z kominów jego sąsiadów. Przykłady takie można mnożyć. Sam mieszkam w przedwojennej kamienicy

podłączonej do sieci ciepłowniczej, ale w sąsiednich domach, w piecach dalej pali się węglem, a najczęściej śmieciami, powodując olbrzymie zanieczyszczenia. I dzieje się to przy Piotrkowskiej, w centrum Łodzi, gdzie na remonty fasad kamienic wydaje się dziesiątki milionów złotych rocznie.

Problem jest coraz bardziej zauważany. 23 czerwca bieżącego roku odbyła się w Kancelarii Prezydenta debata ekspercka pod dosyć ogólnym tytułem „Efektywność energetyczna jako narzędzie do walki z wykluczeniem energetycznym”. Dyskusja w dużej części dotyczyła poszukiwania systemowych rozwiązań ochrony starej substancji mieszkaniowej, zajmowanej przez ludzi z reguły niezamożnych, w której postępuje szybko degradacja, a która jest również źródłem znacznych ilości zanieczyszczeń. Poprawa efektywności energetycznej to bowiem nie tylko zmniejszenie zużycia ciepła, ale również poprawa efektywności wykorzystania paliw poprzez spalanie ich w nowoczesnych centralnych instalacjach przy jednoczesnej dostawie ciepła sieciowego także do budynków starych.

W publicznej debacie pojawiają się często obawy o wzrost kosztów energii elektrycznej, tymczasem koszt ten stanowi tylko niewielką część ogółu wydatków, jaki odbiorcy ponoszą na ogrzewanie i ciepłą wodę. W wydatkach na mieszkanie, które pochłaniają ok. 20% dochodów polskich rodzin, ponad

połowa to wydatki na ciepło. I właśnie w kierunku zmniejszenia tych obciążeń powinna iść ewentualna pomoc obniżająca koszty zakupu energii. Pomoc ta nie powinna być skierowana do osób indywidualnych, ale na działania systemowe poprawiające efektywność i dostarczające w sposób scentralizowany ciepło, w szczególności grupom społecznym o niskich przychodach.

Nie wiem, czy jest potrzebna oddzielna ustawa o rozwoju kogeneracji, chociaż branża ta potrzebuje pewnych regulacji. Wydaje się jednak, że lepszym miejscem do wprowadzenia unormowań byłaby zapowiadana ustawa o efektywności energetycznej. Jednym z zapisów powinno być wprowadzenie obowiązku budowania scentralizowanych systemów dostaw ciepła przy okazji prowadzenia wszelkiego rodzaju remontów poprawiających efektywność energetyczną. Konieczne byłoby także wprowadzenie obowiązku podłączania wszystkich budynków do sieci ciepłowniczej, nie tylko nowych, lecz wszędzie tam, gdzie taka sieć istnieje, a ponadto wprowadzenie zakazu używania indywidualnych instalacji spalania w gęstej zabudowie.

W ciągu najbliższych dziesięciu lat konieczne będzie zamknięcie tysięcy małych ciepłowni (dokładnej liczby nikt nie zna) i ich odbudowanie lub zmodernizowanie jako instalacji kogeneracyjnych, używających gazu jako paliwa. Konieczna jest też szeroka gazyfikacja wsi z zakazem korzystania z paliw stałych na obszarach, gdzie taki gaz jest dostępny. Na to powinny być w pierwszej kolejności skierowane środki, których – wbrew pozorom – wcale nie jest mało.

System handlu emisjami (EU ETS) powoduje, że elektrownie i elektrociepłownie muszą kupować pozwolenia na emisje CO₂. Chociaż cena tych emisji nie jest zbyt duża (ok. 5–6 euro za tonę), to od 100 do 120 mln ton przypada na pozwolenia, jakie corocznie muszą kupować elektrownie i elektrociepłownie, co kreuje przychody na poziomie 2,5–3 mld zł. Przychody te nie powinny ginąć w bezkresnej dziurze budżetowej, ale wrócić do energetyki jako wsparcie dla wszystkich działań redukujących emisje, a takim z pewnością jest zarówno gazyfikacja, jak i rozwój kogeneracji. Dodatkowa pula pieniędzy pochodzić będzie – po wprowadzeniu nowej ustawy – ze wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Ewentualna obniżka energii elektrycznej z tego powodu byłaby niezauważalna, ale skierowanie części tych przychodów do energetyki jako wsparcie dla inwestycji w nowe elektrownie i elektrociepłownie będzie miało duże znaczenie i istotnie ograniczy emisje.

Rozwiązania systemowe powinny polegać na bezpośrednim zapisaniu w aktach prawnych obowiązku poprawy efektywności energetycznej czy korzystania z ciepła sieciowego lub paliw gazowych, jeżeli na danym terenie taki dostęp jest możliwy. Nieskuteczne są wszelkiego rodzaju mechanizmy pseudorynkowe, czego przykładem są zupełnie niespełniające swojej roli białe certyfikaty. Także inne systemy certyfikatów czy pozwoleń nie odnotowują znacznych sukcesów. Co ważne, konstruowane systemy wspierania zmniejszania emisji powinny być dostępne zarówno dla samorządów, jak i dużych firm energetycznych i małych przedsiębiorstw, które mogą być wykonawcą prac modernizacyjnych. Niezbędne byłoby też zwiększenie precyzji przyznawania środków przez NFOŚiGW, ponieważ dziś działalność tej instytucji bardziej przypomina chaotyczne rozdawnictwo środków niż celowe działania.

Najważniejsze są jednak działania systemowe kierujące w sposób efektywny wsparcie mające na celu nie tylko redukcję emisji, ale także zachowanie substancji mieszkaniowej na znacznym obszarze kraju. Działania na rzecz redukcji emisji trudno będzie uniknąć. Można przypuszczać, że na październikowym szczycie Polska będzie zmuszona przyjąć nowe znacznie ambitniejsze cele emisyjne. Ich realizacja jest możliwa na dwa sposoby. W elektrowniach systemowych pomocne będzie zastosowanie mechanizmów mocowych stymulujących nowe inwestycje, które zastępując stare zużyte instalacje, redukcją emisje CO₂ o ok. 30%. Redukcja tzw. niskich emisji powinna natomiast następować poprzez gazyfikację i powszechny rozwój kogeneracji.

Gazu będziemy używać coraz więcej. Nie powinien on jednak być stosowany w wielkich elektrowniach systemowych, które najtaniej dostarczają energię bazową, produkując ją z węgla. Gaz w wielkiej energetyce powinien być wykorzystywany przede wszystkim w jednostkach szczytowych, w elastycznych układach 3:1, najlepszym zaś sposobem wykorzystania gazu i ograniczenia niskich emisji stanowiących ponad 50% wszystkich emisji CO₂, jest użycie go do produkcji ciepła w układach kogeneracyjnych.

PROF. DR HAB. INŻ. WŁADYSŁAW MIELCZARSKI

Profesor zwyczajny w Instytucie Elektroenergetyki w Politechnice Łódzkiej. Posiada ponad 20-letnie doświadczenie w projektowaniu i wdrażaniu rynków energii w kraju i za granicą. Dwukrotnie był doradcą rządu odpowiadającym za wdrożenie rynku energii elektrycznej i konsolidację energetyki.



Pomoc publiczna dla wysokosprawnej kogeneracji

www.termika.pgnig.pl

Mikołaj Stasiak

Komisja Europejska przyjęła 9 kwietnia 2014 roku nowe Wytyczne dotyczące pomocy publicznej na ochronę środowiska i w sektorze energetycznym na lata 2014–2020. Nowe Wytyczne stanowią część reformy reguł dopuszczalności udzielania pomocy pn. „Unowocześnienie polityki w zakresie pomocy państwa” (ang.: State Aid Modernization) i zaczną obowiązywać 1 lipca 2014 roku.

Państwa członkowskie mają co do zasady traktatowy [1] obowiązek zgłaszać Komisji zamiar udzielania pomocy. Powinny także powstrzymać się z udzielaniem pomocy do czasu uznania przez Komisję pomocy za dopuszczalną. Wytyczne wskazują warunki, w których pomoc publiczna na ochronę środowiska oraz w sektorze energetycznym będzie akceptowana przez Komisję.

Zgodnie z przyjętą przez Komisję metodologią oceny pomoc publiczna udzielana na podstawie programów pomocowych, jak też pomoc udzielana indywidualnie [2], będzie podlegać ocenie pod kątem zgodności z rynkiem wewnętrznym, na podstawie następujących kryteriów: i) wkład w osiągnięcie dobrze zdefiniowanego celu leżącego we wspólnym interesie, ii) niezbędność, iii) odpowiedniość/stosowność środka pomocowego, iv) efekt zachęty, v) proporcjonalność, vi) unikanie nadmiernych negatywnych skutków dla konkurencji i rynku wewnętrznego, vii) przejrzystość.

Wytyczne dopuszczają udzielanie pomocy inwestycyjnej oraz operacyjnej [3] w odniesieniu do wysokosprawnej CHP. W notyfikacjach (zgłoszeniach) pomocy państwa członkow-

skie będą musiały wykazywać, że planowana pomoc faktycznie spełnia ww. kryteria dopuszczalności [4].

Po pierwsze zatem, podstawowym celem pomocy jest podniesienie poziomu ochrony środowiska ponad obowiązujące standardy, dla których pomoc publiczna nie może być udzielana. Jeżeli pomoc miałaby pochodzić z funduszy strukturalnych, uznaje się, że cel takiej pomocy jest zdefiniowany w programach operacyjnych.

Po drugie, pomoc publiczna musi być niezbędna. Konieczne jest więc wykazanie, że na rynku występują niedoskonałości, które uniemożliwiają osiągnięcie powyższego celu (ang.: market failures). Pomoc ma prowadzić do przezwyciężenia tych trudności. Państwa członkowskie będą musiały dodatkowo wykazać, że pomoc jest jedynym instrumentem, który umożliwi zaradzenie niedoskonałościom rynkowym, ergo nie ma innych niż pomoc publiczna instrumentów interwencyjnych, które przyniosłyby taki sam skutek. Po trzecie zatem, Komisja wymaga, aby pomoc była odpowiednia. Oznacza to także zbadanie, czy istnieją inne niż zakładane formy pomocy, które adresowałyby niedoskonałości rynkowe w jednakowym stopniu, a których zastosowanie pociągnęłyby za sobą mniej negatywnych konsekwencji dla konkurencji (np. pożyczka udzielana na warunkach preferencyjnych versus dotacja).

Po czwarte, oczekuje się, że pomoc będzie wywoływać efekt zachęty, a zatem zmieniać zachowanie beneficjenta w celu podniesienia standardu ochrony środowiska. Pomoc nie może zatem pokrywać kosztów, które tak czy inaczej zostałyby poniesione przez beneficjenta, oraz chronić przed normal-



nym ryzykiem prowadzonej działalności. W szczególności Komisja podkreśla, że efekt zachęty nie będzie w żadnym przypadku spełniony, jeżeli prace nad projektem zostały rozpoczęte przed złożeniem wniosku o udzielenie pomocy do właściwego organu udzielającego pomocy.

Zasadniczo ocena występowania efektu zachęty opiera się na weryfikacji opłacalności projektu w scenariuszu „bez pomocy”. W przypadku programów pomocowych beneficjenci będą zobowiązani do opisanie scenariusza „bez pomocy”, a duzi przedsiębiorcy będą musieli dodatkowo przedstawić dokumentację wskazującą na to, że scenariusz „bez pomocy” nie byłby zrealizowany. Komisja oczekuje, że właściwe władze państwa członkowskiego przeprowadzą dokładną ocenę wiarygodności przedstawianych przez wnioskodawców informacji. W przypadku zaś pomocy podlegającej indywidualnej notyfikacji taka ocena będzie przeprowadzana przez Komisję.

W przypadku, kiedy pomoc jest udzielana w konkurencyjnej procedurze przetargowej, wymóg, by wniosek o udzielenie pomocy został złożony przed rozpoczęciem prac nad projektem, nie musi być spełniony.

Po piąte, pomoc musi być proporcjonalna, a więc ograniczona do minimum potrzebnego do osiągnięcia założonego celu. Zasadniczo, pomoc odnosi się wyłącznie do dodatkowych kosztów netto niezbędnych do osiągnięcia celu. Koszty netto są ustalane jako różnica między korzyściami i kosztami (inwestycyjnymi i operacyjnymi) projektu z pomocą

oraz korzyściami i kosztami projektu w scenariuszu alternatywnym, który byłby zrealizowany bez pomocy [5]. Maksymalne wielkości pomocy w przypadku inwestycyjnych programów pomocowych dla kogeneracji nie mogą przekraczać następujących wielkości odnoszących się do udziału procentowego pomocy w kosztach kwalifikowanych: 45% dla dużych przedsiębiorców, 55% dla średnich i 65% dla małych przedsiębiorców, chyba że pomoc udzielana jest w konkurencyjnej procedurze przetargowej. W takim bowiem przypadku wielkość pomocy może pokrywać nawet 100% dodatkowych kosztów.

W odniesieniu natomiast do pomocy operacyjnej przyjęto, że: beneficjenci muszą sprzedawać wytworzoną energię bezpośrednio na rynku, od 1 stycznia 2016 roku w odniesieniu do nowych programów pomocy obowiązuje zasada, że pomoc jest udzielana jako premia (dopłata do ceny rynkowej), na beneficjentów nałożone są standardowe obowiązki w zakresie bilansowania [6], a pomoc nie może stanowić zachęty do wytwarzania energii przy cenach ujemnych. Wytyczne nakładają obowiązek, aby w okresie przejściowym (2015 i 2016 rok) pomoc dla przynajmniej 5% nowej mocy była udzielana na podstawie konkurencyjnej procedury przetargowej. Od 1 stycznia 2017 roku taka procedura powinna mieć zastosowanie do wszystkich przypadków udzielania pomocy operacyjnej [7].

W takim trybie udzielania pomocy operacyjnej zawsze spełniony będzie warunek, by pomoc wywoływała efekt zachę-

ty, oraz warunek, by pomoc była ograniczona do minimum. Jednocześnie, w odniesieniu do wytwórców energii dla odbiorców warunkiem udzielania pomocy jest, aby koszt wytwarzania energii w wysokosprawnej CHP przekraczał cenę rynkową, w przypadku zaś wytwórców energii dla celów przemysłowych, by koszty wytworzenia jednostki energii przekraczały cenę rynkową jednostki energii wytworzonej metodą konwencjonalną.

Pomoc operacyjna może być udzielana do momentu pełnego zamortyzowania instalacji [8] oraz pod warunkiem, że udzielona uprzednio pomoc inwestycyjna zostanie odjęta od pomocy operacyjnej.

Po szóste, Komisja uznaje, że pomoc publiczna będzie dopuszczalna, jeśli jej negatywne konsekwencje w postaci zakłócenia konkurencji i naruszenia wymiany handlowej zostaną „zrekompensowane” pozytywnymi skutkami polegającymi na przyczynianiu się do osiągnięcia celu leżącego we wspólnym interesie. Komisja zwraca uwagę, że zasadniczo będzie to miało miejsce w przypadkach, kiedy instrument pomocowy jest precyzyjnie ukierunkowany na przewyższenie niedoskonałości rynkowej, a pomoc jest ograniczona do minimum.

Po siódme, Komisja oczekuje przejrzystych procedur udzielania pomocy (w szczególności publikacji danych o programach pomocowych oraz pomocy indywidualnej).

Nie ma w Wytycznych wyraźnego przepisu dotyczącego długości operacyjnych programów pomocowych odnoszących się do wysokosprawnej CHP. Zasadne jest przyjęcie, że Komisja będzie akceptować programy na maksymalnie 10 lat [9].

Poza wskazanymi Wytycznymi Komisja przyjęła także Rozporządzenie uznające niektóre kategorie pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu artykułu 107 i 108 Traktatu. Rozporządzenie to określa kategorie pomocy, które są dopuszczalne i zwolnione z obowiązku notyfikacyjnego. Pomoc zgodna z tym rozporządzeniem może być udzielana co do zasady przez państwa członkowskie bez zgody Komisji. Rozporządzenie wejdzie w życie 1 lipca 2014 roku i przewiduje dopuszczalność pomocy inwestycyjnej dla wysokosprawnej CHP oraz pomocy operacyjnej na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

MIKOŁAJ STASIAK

Wspólnik, Easy State Aid Kaznowski Stasiak spółka jawna

BIBLIOGRAFIA

- [1] Por. Artykuł 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej.
- [2] Program pomocowy to każdy akt prawny, na którego podstawie, bez dalszego wprowadzania w życie wymaganych środków, można dokonać wypłat pomocy indywidualnej na rzecz przedsiębiorstw określonych w akcie w sposób ogólny i abstrakcyjny oraz każdy akt, na którego podstawie pomoc, która nie jest związana z konkretnym projektem, może zostać przyznana jednemu lub kilku przedsiębiorstwom na czas nieokreślony i/lub w nieokreślonej kwocie – por. art. 1 lit. d) Rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999 z dnia 22 marca 1999 r. ustanawiającego szczegółowe warunki stosowania art. 108 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE L 83 z 27.3.1999, ze zm.). Zgoda Komisji na notyfikowany program pomocowy oznacza co do zasady zgodę na wszystkie indywidualne przypadki pomocy „mieszczące się” w ramach programu. Pomoc indywidualna zaś to pomoc, która nie jest udzielana na podstawie zaakceptowanego przez Komisję programu pomocowego. Wymaga ona indywidualnej notyfikacji i akceptacji Komisji. Taki wymóg odnosi się także do pomocy, która jest udzielana na podstawie programu pomocowego, ale ze względu na swoją wielkość, wymaga indywidualnej oceny – indywidualnego zgłoszenia wymaga zatem zgodnie z Wytycznymi pomoc inwestycyjna, której wielkość przekracza 15 mln EUR dla jednego przedsiębiorstwa, a także pomoc operacyjna, jeśli jest udzielana na instalacje kwalifikujące się do pomocy, o mocy przekraczającej 300 MW. Wymóg indywidualnego zgłoszenia nie ma jednak miejsca, jeżeli pomoc jest udzielana w konkurencyjnej procedurze przetargowej.
- [3] Pomoc inwestycyjna służy wsparciu procesu inwestycyjnego i pokrywa koszty nabycia środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych, natomiast pomoc operacyjna pokrywa bieżące koszty prowadzenia działalności (w wielu przypadkach uwzględnia także koszty kapitałowe).
- [4] Wymaga odnotowania, że ocena w odniesieniu do pomocy indywidualnej będzie zawsze bardziej szczegółowa niż w przypadku programów. Będzie bowiem odnosić się do sytuacji konkretnego beneficjenta.
- [5] Załącznik 2 do Wytycznych wskazuje na scenariusze alternatywne, które powinny być brane pod uwagę. W odniesieniu do inwestycji w zakresie wysokosprawnej CHP alternatywny scenariusz odnosi się do konwencjonalnej produkcji energii elektrycznej lub ciepła, o takiej samej mocy.
- [6] Chyba że istnieje płynny rynek dnia bieżącego.
- [7] Wytyczne przewidują w tym zakresie szereg wyjątków. Por. pkt 127 Wytycznych.
- [8] Należy odnotować, że jeśli wysokosprawna CHP opalana jest biomasą, możliwe jest w pewnych warunkach udzielanie pomocy operacyjnej po zamortyzowaniu instalacji. Por. część 3..3.1.3 Wytycznych.
- [9] Por. pkt 121 Wytycznych, który jednak nie odnosi się wprost do CHP. Należy podkreślić, że czas, na jaki Komisja akceptuje program pomocowy, nie musi być tożsamy z czasem udzielania pomocy.



Kogeneracja rozproszona oparta na silnikach gazowych i turbinach gazowych małej mocy

ze szczególnym uwzględnieniem
zasilania gazami ziemnymi
niskokalorycznymi

www.termika.pgnig.pl

prof. Tomasz Dobski
dr inż. Rafał Ślefarski

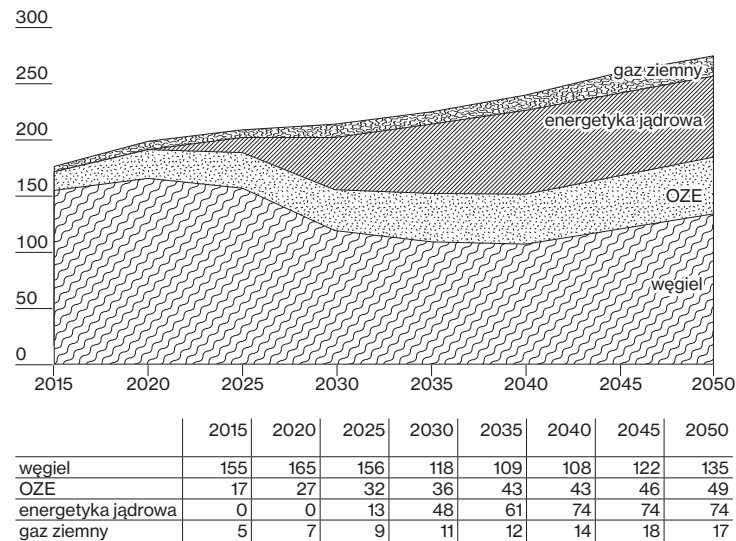
Dyskusja nad strategią rozwoju energetyki w Polsce trwa praktycznie cały czas. Jest to cecha charakterystyczna dla większości krajów świata, a związana jest z długotrwałością zmian na rynku źródeł energii pierwotnej oraz technologii produkcji energii elektrycznej i ciepła. Długotrwałość cykli zmian jest przyczyną trudności w ocenie kierunków rozwoju energetyki w kilkunastoletnim horyzoncie czasowym. Kierunki te można zamknąć w skrajnych ramach: od energetyki jądrowej aż po rozproszoną energetykę opartą na spalaniu gazu ziemnego. Pozostałe źródła produkcji energii elektrycznej w Polsce są niejako wewnątrz tych ram, łącznie z generacją energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Energia elektryczna w Polsce jest generowana głównie poprzez spalanie węgla kamiennych i brunatnych. Jednak taki model rozwoju energetyki jest w dłuższym okresie trudny do zaakceptowania ze względu na ochronę śro-

dowiska oraz koszty pracy. Na koszty wydobycia węgla wpływa przede wszystkim głębokość polskich kopalń. Dodatkowo, polskie kopalnie muszą konkurować z coraz tańszym węglem docierającym do Polski z różnych kierunków. Węgiel na rynkach światowych tanieje m.in. z powodu gwałtownego wypierania go w USA przez tani gaz ziemny pochodzący z pokładów łupków. Dostępność taniego gazu na rynku USA wpłynie także na potaniecie gazu w skali globalnej, gdyż Stany Zjednoczone zużywają najwięcej gazu na mieszkańca na świecie – ponad 2 tony oleju ekwiwalentnego [1]. Dotychczas gaz był przez USA importowany z Kanady, Meksyku oraz przede wszystkim jako LNG z rynków światowych.

Prognozowane zmiany w najbliższych latach w profilu zużycia paliw do generacji energii elektrycznej przedstawia poniższy wykres opracowany w Ministerstwie Gospodarki. Został on zaprezentowany niedawno na wykładach w ramach studiów podyplomowych w Politechnice Poznańskiej z Technologii Gazowych i Energetyki Odnawialnej przez dr. M. Radziszewskiego [2].

Wykres 1. Prognoza rozwoju źródeł generacji energii elektrycznej z podziałem na rodzaj paliwa dla Polski do 2050 roku [2].



Autorów artykułu dziwi podany w tym opracowaniu przewidywany bardzo wolny wzrost produkcji energii elektrycznej i ciepłej generowanych na bazie gazu ziemnego i bardzo duży przyrost energii pozyskanej z elektrowni jądrowych. Ale to zagadnienie warte jest osobnego artykułu.

W zakresie kogeneracji opartej na spalaniu gazu można wyróżnić dwa podstawowe kierunki rozwoju:

- a) małe jednostki w systemie opartym na silnikach gazowych i małych turbinach gazowych stosowane w kogeneracji rozproszonej
- b) duże układy kogeneracyjne oparte o układy parowo-gazowe, pracujące w elektrociepłowniach.

W poprzednim „Zeszyte Ciepłownictwo – Gazownictwo – Elektroenergetyka” nr 1/2014 autor T. Dobski omówił zagadnienie kogeneracji w dużych układach energetycznych na przykładzie Duo-bloku, jakiego budowę rozpoczęto w Elektrociepłowni Gorzów Wielkopolski przez Polską Grupę Energetyczną [3]. Prezentowany artykuł dotyczy małych układów kogeneracyjnych opartych na tłokowych silnikach gazowych oraz małych turbinach gazowych.

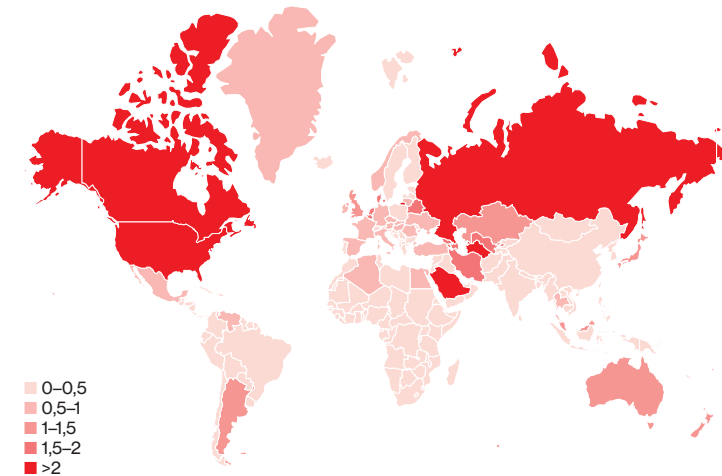
Polska emituje ponad 220 mln ton CO₂ rocznie. Jest to najwyższa wartość emisji CO₂ przypadająca na mieszkańca w krajach Unii Europejskiej. Podstawową przyczyną tak wysokiej emisji jest struktura bilansu paliwowego w generacji energii elektrycznej

i ciepłownictwie. Prawie 90% energii elektrycznej w Polsce, jak to widać z tabeli zamieszczonej pod **wykresem 1**, jest generowane w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym lub brunatnym. Dodatkowym czynnikiem podnoszącym emisję CO₂ jest niska sprawność naszego systemu elektroenergetycznego po stronie wytwórców oraz w przesyłce energii elektrycznej. Także sprawność układów odbiorczych energii jest niska. Wynika to z wieloletnich zaniedbań modernizacji sektora energetycznego, zwłaszcza w ostatnich 25 latach.

Szerokie zastosowanie kogeneracji w systemie grzewczym opartym na gazie ziemnym nie tylko przyczyni się do poprawy efektywności użytkowania paliw, ale może znacznie poprawić bilans paliwowy Polski. W tej chwili Gaz-System buduje nowoczesną sieć gazociągów pierwszego stopnia, czyli pracujących na wysokim ciśnieniu. W ciągu kilku lat Polska będzie w stanie importować nawet 17 mld Nm³ gazu w ciągu roku. Cały przyrost zdolności importowych gazu pochodzić będzie z importu z kierunku zachodniego i południowego oraz gazoportu budowanego w Świnoujściu i być może z podobnej instalacji pływającej, zainstalowanej na Zatoce w pobliżu Pucka i zbiornika Kosakowo. Modernizacja systemu generacji prądu poprzez budowę nowych elektrowni opartych na spalaniu węgla lub nawet elektrowni jądrowych jest często przedstawiana jako jedyny kierunek rozwoju energetyki dla Polski. Plany rozwoju rynku paliwowego w Polsce zakładają bardzo mały wzrost udziału gazu ziemnego. Przyrost zastosowania gazu w polskiej gospodarce jest nieporównanie mniejszy niż w krajach Europy Zachodniej, gdzie roczne zużycie gazu jest na poziomie poniżej 0,5 TOE gazu na statystycznego mieszkańca. Bardzo dobitnie przedstawia to poniższa wizualizacja podziału krajów świata ze względu na ilość zużywanego gazu ziemnego na mieszkańca opracowana właśnie przez British Petroleum [1].

W Polsce największe nakłady na inwestycje w energetyce są planowane na rozwój w pewnym sensie tradycyjnych metod generacji energii elektrycznej poprzez spalanie węgla w dużych blokach energetycznych. Bloki te oparte są na nowoczesnych jednostkach pracujących na parametrach nadkrytycznych lub nawet supernadkrytycznych (ciśnienie i temperatura pary wodnej na dolocie do turbiny wynosi odpowiednio do 33 MPa oraz 650°C) zasilanych węglem kamiennym czy też brunatnym. W Polsce planowana jest budowa kilku takich bloków, m.in. w Opolu, Kozienicach, Jaworznie. Koszt bloku o mocy 900 MWel przekracza 5 mld zł. Bloki te powinny zagwarantować sprawność netto ponad 45%. Dodatkowo można tę sprawność podnieść poprzez wiele rozwiązań, jakie są obecnie rozwijane przez

Rysunek 1. Zużycie roczne gazu ziemnego na świecie wg BP w tonach oleju ekwiwalentnego TOE na osobę. Dane według najnowszego raportu British Petroleum 2014.



ośrodki akademickie w ścisłej współpracy z przemysłem. Są to np.: suszenie węgla, poprawienie zagospodarowania ciepła odpadowego, poprawienie wymiany ciepła na poszczególnych częściach kotła, poprawienie trwałości elementów turbin parowych. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju finansuje od ponad czterech lat program badań strategicznych w zakresie poprawienia infrastruktury energetycznej i wytwarzania energii [4]. Natomiast nie ma programu badań z zakresu zwiększenia zastosowania gazu ziemnego w gospodarce, szczególnie w sektorze energetycznym.

Budowa bloku parowo-gazowego CCGT (Combine Cycle Gas Turbine) wymaga znacznie mniejszych nakładów finansowych liczonych na jednostkę generowanej energii elektrycznej niż dla porównywalnych mocą układów bloków zasilanych węglem kamiennym czy też brunatnym. Np. koszt budowy jednego z największych bloków parowo-gazowych w Irsching – bloku SGT8000H o mocy 570 MWel wyniósł 500 mln euro. Blok ten ma sprawność całkowitą ponad 60%. Oddany ostatnio do użytku bardzo nowoczesny blok na parametry nadkrytyczne w elektrowni w Bełchatowie pracujący na węglu brunatnym nie pozwoli na znaczące obniżenie emisji CO₂. Mimo że blok ten ma najwyższą osiągalną w tej chwili na światowym rynku sprawność termodynamiczną – ponad 43% netto – to dopiero wspomóżenie go instalacją do wychwytywania i podziemnego składowania CO₂ mogłoby pozwolić na znaczące obniżenie emisji CO₂. Jednak taka instalacja jest bardzo droga – jej koszt szacowany jest na ponad 300 mln euro. Polska może uzyskać na jego budowę dofinansowanie na poziomie co naj-

wyżej 170 mln euro z funduszy unijnych. Ponadto wielu autorów i ośrodków przemysłowych uważa że składowanie CO₂ w pokładach solanek i wód podziemnych jest ryzykowną i nie sprawdzoną technologią.

Z powyższego wynika, że planowanie rozwoju polskiej energetyki bez uwzględnienia problemu obniżenia emisji CO₂ jest ryzykowne i może się okazać kosztowne dla naszego Państwa. Koszty będą związane z dopłatami do „zielonej energii” czyli energii generowanej przez elektrownie wiatrowe, spalanie biomasy lub wychwytywanie i składowanie CO₂ w złożach wody solankowej. Koszt usunięcia jednej tony CO₂ może sięgnąć nawet 20 euro za jedną tonę, co może przełożyć się na kilkunastoprocentowy wzrost ceny energii elektrycznej. Dlatego należy szukać nowych technologii generacji energii elektrycznej pozyskanej ze spalania paliw o niskiej emisji CO₂ przypadającej na jednostkę generowanej energii elektrycznej. Spalanie węgla brunatnego w najnowocześniejszych blokach powoduje emisję ponad 800 g CO₂/kWhel energii elektrycznej. Dla silników gazowych ta wartość emisji nie przekracza 400 g, a dla dużych turbin gazowych pracujących w blokach parowo-gazowych spada do 300 g CO₂/kWhel. Jak widać, gaz ziemny jest tu naturalnym sprzymierzeńcem działań proekologicznych oraz proekonomicznych. Jego stosowanie powinno być zgodne z unijnymi zasadami BAT: Best Available Technology. Jeżeli stosujemy nową technologię, to powinna być ona najlepsza z dostępnych.

Bardzo pomocnymi w podjęciu decyzji co do kierunku inwestycji energetycznych jest oparcie się na wytycznych Unii Europejskiej. Są one opisane za pomocą dyrektywy o stosowaniu wskaźnika PES – Primary Energy Saving. Dotychczas w prawie UE informacje o wskaźniku PES zawarte były w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 roku w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii. Opis tych obliczeń warto przedstawić bliżej.

Określenie opłacalności stosowania układów kogeneracyjnych

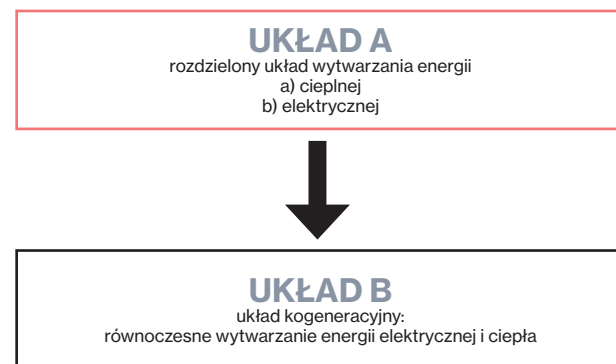
Parametr PES został zdefiniowany w tej dyrektywie unijnej [5] jako ilość zaoszczędzonej energii pierwotnej gdy zastąpimy układ A rozdzielonej generacji ciepła i energii elektrycznej (czyli wytwórca posiada kocioł generujący ciepło oraz generator energii elektrycznej) układem skojarzonym do ich łącznego wytwarzania, czyli układem B. Można to przedstawić na schemacie **rysunku 2**.

Tabela 1. Składy typowych gazów ziemnych niskokalorycznych występujących w złożach zachodniej Polski

Złoże	Udziały molowe składników gazów [%]					LHV MJ/ Nm3	MN [-]	SL, [cm/s]	Tad [oC]
	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	N2				
Gaz typu E	<98	>1	>0,5	>0,2	1	35	100	42	2250
Lubiatów	39,8	5,1	2,6	0,70	51,2	20,8	102	31	2050
Garki	56,9	1,38	0,05	0,19	29,95	21,7	136	36	2000
Kościan	75,8	0,59	0,034	0,48	17,1	27,5	104	38	2160
Dębno	39,71	5,1	2,6	0,70	51,7	20,5	102	31	2050

Wartości Tad oraz SL określono dla mieszanki stechiometrycznej, czyli $\lambda \approx 1$ o temperaturze 300 K oraz przy ciśnieniu 1 bar

Rysunek 2. Schemat układów do wyznaczenia parametru oszczędności energii pierwotnej paliw PES: Primary Energy Saving.



Oszczędność energii pierwotnej, opisana parametrem PES była zdefiniowana w Dyrektywie [6] zależnością

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right) \cdot 100$$

gdzie:

η_{qc} – sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji (układ B), w %

η_{refc} – referencyjna sprawność wytwarzania ciepła w układzie rozdzielonym, w %

η_{qe} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji (układ B), w %

η_{refe} – referencyjna sprawność generacji energii elektrycznej w układzie rozdzielonym (układ A), w %.

Sprawności te powinny być liczone jako średnioroczne sprawności, a nie maksymalne chwilowe dla danego urządzenia.

Sprawność generacji ciepła w kogeneracji, oznaczoną symbolem η_{qc} , wyrażoną w procentach, można wyliczyć z wzoru:

$$\eta_{qc} = \frac{Q_{uq}}{Q_{bq}} \cdot 100$$

gdzie:

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego w jednostce kogeneracji dostarczonego do sieci ciepłowniczej lub przeznaczonego do procesu produkcyjnego w GJ,

Q_{bq} – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji w GJ.

Podana w tej dyrektywie wartość sprawności referencyjnej η_{refc} wytwarzania ciepła w układzie cieplnym powinna wynosić co najmniej 92%. Wartość ta na ogół jest spełniona dla współczesnych kotłów węglowych, a tym bardziej gazowych. Jednak jako sprawność referencyjną generacji energii elektrycznej η_{refe} dyrektywa przyjmuje co najmniej 52% i w ciągu lat stosowania dyrektywy zakłada się, że wartość ta będzie rosła. Nie ma możliwości uzyskania tak wysokiej sprawności w innych układach niż oparte na spalaniu gazu ziemnego, czyli układach parowo-gazowych lub silnikach gazowych z dodatkową generacją energii elektrycznej z energii spalin za pomocą układu ORC (Organic Rankine Cycle).

Gdy wartość PES jest większa od 10%, to zastępując układ rozdzielonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (układ

A) układem kogeneracyjnym (układem B), powinniśmy otrzymać dofinansowanie. Dla warunków Polski jest bardzo łatwo osiągnąć tę 10-procentową oszczędność, co znacznie ułatwia instalowanie układów kogeneracyjnych. Jeżeli powszechnie zastosujemy jednostki układów CHP (Combine Heat and Power Units) o stopniu wykorzystania energii pierwotnej na poziomie 90%, co jest możliwe i sprawdzone np. dla typu silników gazowych zainstalowanych w kopalni Lubiatów, to postęp techniczny w zakresie małej kogeneracji może być w najbliższych latach poważnym motorem napędowym gospodarki, pozwalającym przy tym na znaczący wzrost miejsc pracy przy budowie i obsłudze tych układów.

Dyrektywę Unijną [5] zastąpiono nową dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej [6]. Zawiera ona także metodę obliczania wskaźnika PES. Metoda ta nie zmieniła się. Sprawności referencyjne, które występują we wzorze (1), zawarte są w decyzji Komisji z 19 grudnia 2011 roku ustanawiającej zharmonizowane wartości referencyjne sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w zastosowaniu dyrektywy 2004/8/WE i są w obu dyrektywach takie same.

Trzeba mieć nadzieję, że obecna dyrektywa będzie wdrażana w Polsce i Europie. Pozwoli to na znaczące zwiększenie efektywności wykorzystania energii pierwotnej paliw. Szczególnie uprzywilejowany jest tu gaz ziemny z uwagi na bardzo niskie nakłady inwestycyjne na budowę nowych instalacji wytwórczych energii elektrycznej i ciepła w porównaniu z instalacjami zasilanymi węglami czy też biomasą lub z zakresu energetyki odnawialnej – słońcem lub wiatrem. Np. najnowsza elektrociepłownia, jaka będzie zasilana gazem ziemnym, budowana w Stalowej Woli zostanie wybudowana w ciągu dwóch lat. Koszt inwestycji wynosi 1,5 mld zł dla bloku parowo-gazowego CCGT o mocy 450 MWe [7]. Nie ma możliwości zbudowania podobnej instalacji pracującej na innym paliwie po takich kosztach. Np. koszt budowy dwóch bloków na parametry nadkrytyczne w Elektrociepłowni Opolo wynosi ponad 11 mld zł, a czas budowy to co najmniej sześć lat. Jeżeli wykorzystanie paliw wzrośnie, to zmniejszy się popyt na gaz ziemny w świecie i Europie, a tym samym w Polsce. Powinno to spowodować spadek cen gazu a co za tym idzie wzrost opłacalności energetyki opartej na gazie ziemnym.

Jeżelibyśmy w Polsce restrykcyjnie przestrzegali zasad „dobrej gospodarki”, to praktycznie bardzo trudno będzie uzasadnić budowę nowej elektrowni zasilanej węglem czy też nawet

elektrowni atomowej dopóty, dopóki w bilansie energetycznym Polski nie nastąpi znacząca poprawa sprawności całkowitej układu generacji energii elektrycznej. Do tego czasu układy kogeneracyjne powinny mieć zdecydowane pierwszeństwo w ich stosowaniu. Dr J. Klimstra – uznany autorytet międzynarodowy w zakresie polityki energetycznej, na konferencji New Technology of Using Natural Gases in Industrial and Domestic Sectors, jaka odbyła się w Poznaniu w 2006 roku [8] przedstawił wyniki analizy systemów energetycznych krajów europejskich. Sprawność systemu elektroenergetycznego można określić jako stosunek energii elektrycznej dostarczonej do odbiorcy do energii pierwotnej zawartej w paliwie dostarczonej do elektrowni i zużytej na generację energii elektrycznej. Wskaźnik ten jest bardzo niski dla Polski i wynosi tylko 25%. Dla Niemiec też jest niski – 31%, a takich krajów jak Włochy, Portugalia, Szwecja jest wyższy i przekracza 34%.

Własności termodynamiczne gazów ziemnych niskokalorycznych

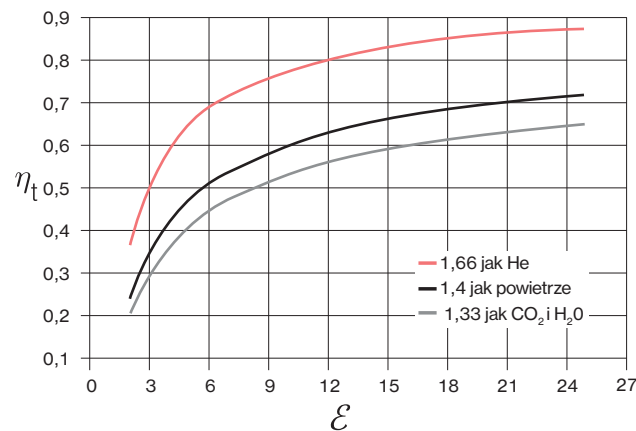
Podstawowe własności termodynamiczne gazów stosowanych w maszynach energetycznych to: wartość opałowa (Low Heating Value – LHV), liczba metanowa Mn, laminarna prędkość spalania SL oraz temperatura płomienia Tad.

Do tych parametrów zalicza się także często liczbę Wobbe'go (Wobbe Indeks), ale nie jest on ważny w energetycznym zastosowaniu gazów. Opis metody określenia podanych parametrów na podstawie obliczeń czy też badań można znaleźć w publikacji [9]. Tam też jest podany wpływ tych parametrów na warunki eksploatacji silników gazowych i turbin gazowych. W poniższej tabeli podano te parametry dla najważniejszych złóż krajowych gazów niskokalorycznych.

Silniki gazowe w kogeneracji rozproszonej

Silniki gazowe zasilane są na ogół standardowym gazem ziemnym typu E. Na ten temat jest stosunkowo dużo artykułów w polskiej i światowej literaturze. Autorzy pragną wobec tego przedstawić informacje na temat możliwości zastosowania gazu ziemnego z małych i średnich złóż krajowych. Gazy z takich złóż muszą być oczyszczone z rtęci i siarkowodoru, ale nie muszą być odazotowane. Znacząco obniża to koszty zastosowania tych gazów. Zasilanie silników gazowych i turbin gazowych gazem ziemnym bez odazotowania, czyli gazem niskokalorycznym ze złóż krajowych jest bardzo obiecującym kierunkiem rozwoju gazownictwa w Polsce.

Wykres 2. Zależność sprawności silników gazowych od stopnia sprężania i rodzaju gazu jako czynnika termodynamicznego, czyli spalin w czasie suwu rozprężania. Gaz hel ma znaczenie tylko teoretyczne – jest to gaz jednoatomowy i tylko teoretycznie można rozważać zastosowanie takich silników w przemyśle.



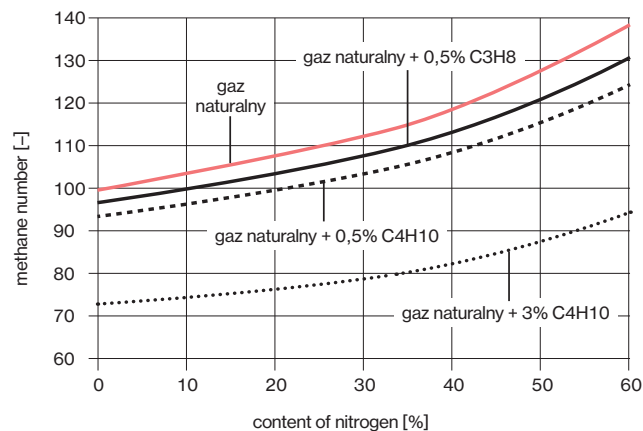
Zależność sprawności termodynamicznej silnika η_t od sprężu \mathcal{E} określona jest znanym wzorem dotyczącym silników z zapłonem iskrowym [9]

$$\eta_t = 1 - \mathcal{E}^{(1-\kappa)}$$

gdzie $\mathcal{E} = V_1 / V_2$ oznacza spręż silnika, a κ wykładnik izentropy. Jest on zależny od budowy drobiny gazu. Jak zaznaczono na **wykresie 5** ma on znaczący wpływ na sprawność silnika gazowego i jest zdefiniowany jako stosunek objętości cylindra do objętości komory spalania. Zasadniczo współczesne silniki pracują jako premix, czyli do cylindra dostarczana jest jednorodna mieszanka gazu i powietrza. W czasie sprężania temperatura mieszanki powietrze–gaz na skutek wzrostu ciśnienia rośnie. Wzrost ciśnienia nie może być zbyt duży, bo temperatura wzrośnie ponad temperaturę zapłonu i nastąpi samozapłon mieszanki równocześnie w całej objętości cylindra. Takie spalanie nazywamy stukowym, gdyż towarzyszy mu fala detonacyjna (knocking combustion). Dlatego naturalnym ograniczeniem stopnia sprężania \mathcal{E} jest granica spalania stukowego.

Granica spalania stukowego w silnikach gazowych wyznaczana jest za pomocą liczby metanowej MN. Można ją porównać do powszechnie znanej liczby oktanowej, jaka dotyczy silników o zapłonie iskrowym zasilanych benzynami. Liczba MN jest zdefiniowana jako równa 0 dla wodoru oraz

Wykres 3 Obliczone wartości liczby metanowej MN dla gazu ziemnego zawierającego czysty metan oraz gazu powstałego ze zmieszania metanu oraz pozostałych węglowodorów.

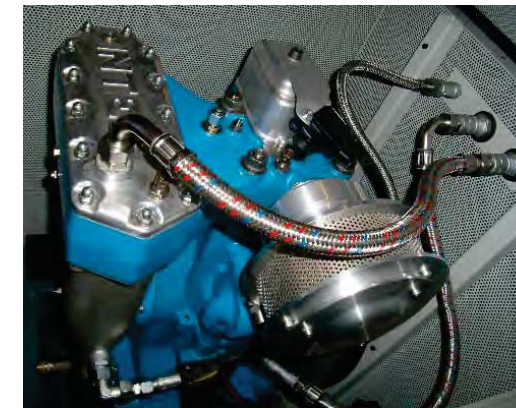


jako równa 100 dla metanu. Dla najważniejszych gazów niskokalorycznych występujących w zachodniej Polsce wartości liczby MN podano w **tabeli 1**. Zależność liczby metanowej od składu gazów przedstawiono na **wykresie 3** opracowanym w zespole Autorów przez dr. inż. Jakuba Rojewskiego [10]. Im dla danego gazu liczba metanowa jest wyższa, tym można zastosować wyższy stopień sprężania w silniku. Skutkuje to wzrostem sprawności termodynamicznej silnika – co wynika z **wykresu 2**.

Na **zdjęciu 1** przedstawiono widok małego silnika gazowego o mocy 3 kWel. Został on zaprojektowany w Uniwersytecie Technicznym w Friedrichshafen przez prof. M. Freitag i zaprezentowany na siódmej konferencji silników gazowych w Dessau w 2011 roku [11]. Zastosowanie takich jednostek będzie odpowiedzią na zapotrzebowanie rynku na małe układy kogeneracyjne. Stopień przetworzenia energii gazu na prąd elektryczny i ciepło jest wyższy niż 80%. Jest on wyposażony w system schładzania spalin, czyni ten agregat układem kogeneracyjnym. Układ elektroniczny zapewnia takie sterowanie silnikiem, aby jego moc była o kilka procent mniejsza, niż jest konsumowana przez użytkownika.

Silniki gazowe można uruchomić od stanu gorącego i zsynchronizować z siecią elektryczną w czasie krótszym niż 4 min. Stan gorący silnika osiąga się przez podgrzewanie oleju krążącego w silniku do temperatury 90°C. Nakład energii na utrzymanie silnika w takim stanie jest niewielki i wynosi tylko kilkadziesiąt kilowatów dla silnika o mocy 1000 kW. Tak

Zdjęcie 1. Silnik gazowy małej mocy przygotowany do pracy w układzie skojarzonym do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Silnik skonstruował prof. Freitag [11].



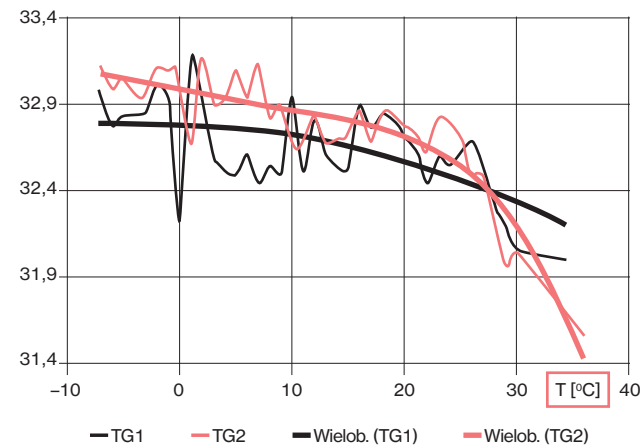
Zdjęcie 2. Widok hali silników gazowych w Kopalni Gazu i Ropy Lubiatów. Zainstalowano cztery silniki produkcji GE–Jenbacher typu J620 o dwustopniowym doładowaniu i mocy jednostkowej 3200 kWel zasilane gazem ziemnym niskokalorycznym o średnim składzie podanym w tabeli 1. Sprawność silników sięga 42%. Emisja tlenków azotów NOx < 500 mg NO2/Nm3 spalin dla 5–procentowego udziału tlenu w spalinach.



Zdjęcie 3. Przykłady małych turbin gazowych przystosowanych do zasilania różnymi gazami ziemnymi niskokalorycznymi. Zdjęcie po prawej – dośrodkowa turbina gazowa OPRA o mocy znamionowej 1,8 MWel, zdjęcie powyżej – turbina Mars 100 o mocy 10,5 MWel w firmie Arctic Paper – Kostrzyn nad Odrą. Elektrociepłownia składa się z dwóch bloków parowo–gazowych opartych na tych turbinach.



Wykres 4. Sprawność turbin gazowych TG1 i TG2 w funkcji temperatury powietrza przed kompresorem zainstalowanych w Arctic Paper Kostrzyn SA. Zaznaczono wartości chwilowe sprawności (linia pofalowana) i uśrednione (linia gładka) dla przebadanych dwóch turbin gazowych.



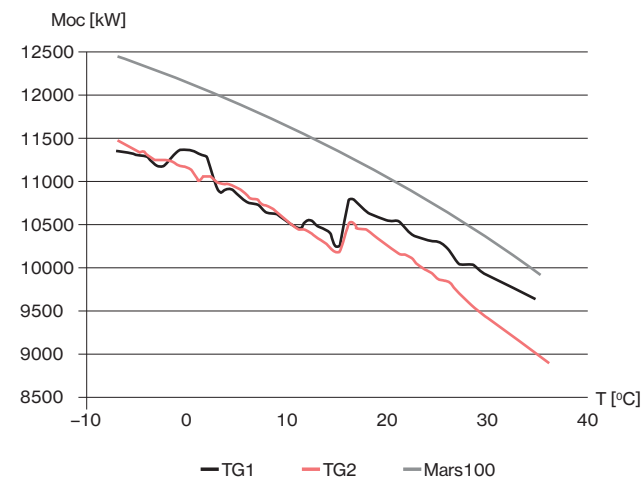
szybki czas uruchomienia pozwala na stosowanie silników do generacji energii elektrycznej w godzinach szczytowych cen na energię elektryczną.

Turbiny gazowe małej mocy

Jako przykłady turbin małej mocy wybrano dwie konstrukcje: turbinę dośrodkową o mocy elektrycznej 1,8 MWel oraz turbinę o mocy 10,5 MWel. Ta pierwsza nie jest jeszcze zastosowana w Polsce, ale jest szeroko stosowana w świecie. Turbin drugiego typu pracuje w Polsce kilka. Wybrano te turbiny, gdyż obydwie mogą być zasilane gazem ziemnym o klasycznym składzie gazu z grupy E oraz gazami ziemnymi niskokalorycznymi.

Istotą niezawodnej pracy turbiny jest takie jej zaprojektowanie, aby spaliny wypływające z wieńca łopatek kierowniczych z prędkością zbliżoną do prędkości dźwięku niejako „goniły” wirnik, aby zapobiec przyrostowi temperatury spalin na skutek odzyskania ciepła związanego z wyhamowaniem strumienia spalin na łopatkach wirnika. Wtedy temperatura, na jaką muszą być odporne łopatki turbiny, jest niższa niż temperatura spalin o przyrost spowodowany wyhamowaniem spalin. Takie rozwiązanie pozwala uniknąć chłodzenia łopatek, a tym samym poprawić sprawność turbiny. Dodatkowo spaliny są hamowane w dyfuzorze wylotowym turbiny, co pozwala na rozprężanie spalin do ciśnienia poniżej otoczenia. To rozwiązanie zwiększa moc turbiny nawet o 10%. Z uwagi na bardzo

Wykres 5. Zależność mocy turbin gazowych Mars 100 zainstalowanych w Arctic Paper od temperatury otoczenia, czyli powietrza dopływającego do turbiny [13].



dużą niezawodność właśnie te turbiny są stosowane na platformach wydobywczych gazu i ropy, w przemyśle chemicznym i ciężkim. Spaliny za turbiną mają 560°C i dlatego ich energia nadaje się do zastosowania w układach kogeneracyjnych.

Turbiny gazowe firmy Solar

W Polsce pracuje kilka turbin gazowych tej firmy. Np. w elektrociepłowni miejskiej w Siedlcach pracują dwie turbiny typu Taurus (moc ok. 11 MWel), a od sezonu 2012 dodatkowo dwie turbiny o mocy 14 MWel każda, współpracując z jedną turbiną parową MAN. W Kostrzynie nad Odrą w firmie Arctic Paper pracują dwie turbiny typu Mars 100. Są to turbiny gazowe o mocy znamionowej 10,5 MWel. Te turbiny były badane przez zespół autorów. Moc turbin zależy silnie od temperatury zewnętrznej – podana wartość dotyczy temperatury otoczenia 15°C. Zależność taką przedstawiono na wykresie 7.

Wykres przedstawia zależność między mocą na generatorze a temperaturą przed kompresorem. Linia zielona przedstawia tę samą zależność dla turbiny Mars 100 podaną przez producenta. Należy zwrócić uwagę, że producent wyznaczył moc turbiny dla gazu wysokometanowego o wartości opałowej 35 MJ/Nm³, a turbiny w Kostrzynie pracują na gazie niskokalorycznym o wartości opałowej 20,8 MJ/Nm³. Na wykresie zauważyć można przyrost mocy na poziomie temperatury ok. 15°C. Powyżej tej temperatury dane pochodzą z okresu o najwyższych temperaturach. W świecie są tylko dwa miejsca, gdzie eksploatowane są turbiny gazowe firmy Solar – producenta

Tabela 2. Przykładowy skład spalin turbin Mars 100 w Arctic Paper Kostrzyn [13].

O ₂ [%]	15,5	15,3	15,4	15,4
CO ₂ [%]	3,1	3,2	3,2	3,2
NO [ppm]	48	49	49	48
NO _x [ppm]	50	51	51	50
CO [ppm]	0	0	0	0

Tabela 3. Zestawienie parametrów pracy turbin gazowych w firmie Arctic Paper w roku 2013 Prowadzące do uzyskania dopłat z tytułu osiągnięcia parametrów PES.

Nazwa wskaźnika	Wskaźnik
Wygenerowana moc elektryczna	40,4 MW
Wygenerowana moc cieplna	169 MW
Wartość inwestycji	160 mln zł
Sprawność całkowita wytwarzania energii za 2013 rok	87,9%
Obliczony PSE za 2013 rok	17,02%

opisywanej turbiny – zasilane gazem ziemnym niskokalorycznym. Tu należy podkreślić wielki sukces polskiego przemysłu gazowniczego i firm eksploatujących turbiny gazowe zasilane gazami niskokalorycznymi: Elektrociepłownia w Gorzowie wielkopolskim, Elektrociepłownia w Zielonej Górze oraz firma Arctic Paper z Kostrzyna nad Odrą.

Spalanie gazu w tych turbinach przebiega nie tylko bardzo stabilnie bez występowania zjawiska termoakustyki, ale także przy bardzo niskiej emisji związków toksycznych. Ich wartości są podane w tabeli 2.

Dla dwóch turbin gazowych i dwóch parowych osiągnięto następujące parametry aż do wskaźnika PES. Wartości wpływające na obliczony wskaźnik PES zestawiono w tabeli 3.

Ostatni wskaźnik: PES – jest niezwykle ważny, gdyż pozwala on na wystąpienie o żółte certyfikaty i uzyskanie dopłaty do kosztów sprzedaży 1 kWh energii elektrycznej w wysokościach podanych w odpowiednich zarządzeniach.

Podane powyżej dane dotyczą mocy zainstalowanej elektrycznej i cieplnej. Moc osiągalna jest mniejsza i tak np. moc elektryczna jest to poziomie ok. 30 MW. Natomiast do obliczeń PES istotna jest ilość zużytego paliwa oraz ilość uzyskanej z niego użytecznej energii cieplnej oraz elektrycznej.

PROF. DR HAB. INŻ. TOMASZ DOBSKI
DR INŻ. RAFAŁ ŚLEFARSKI

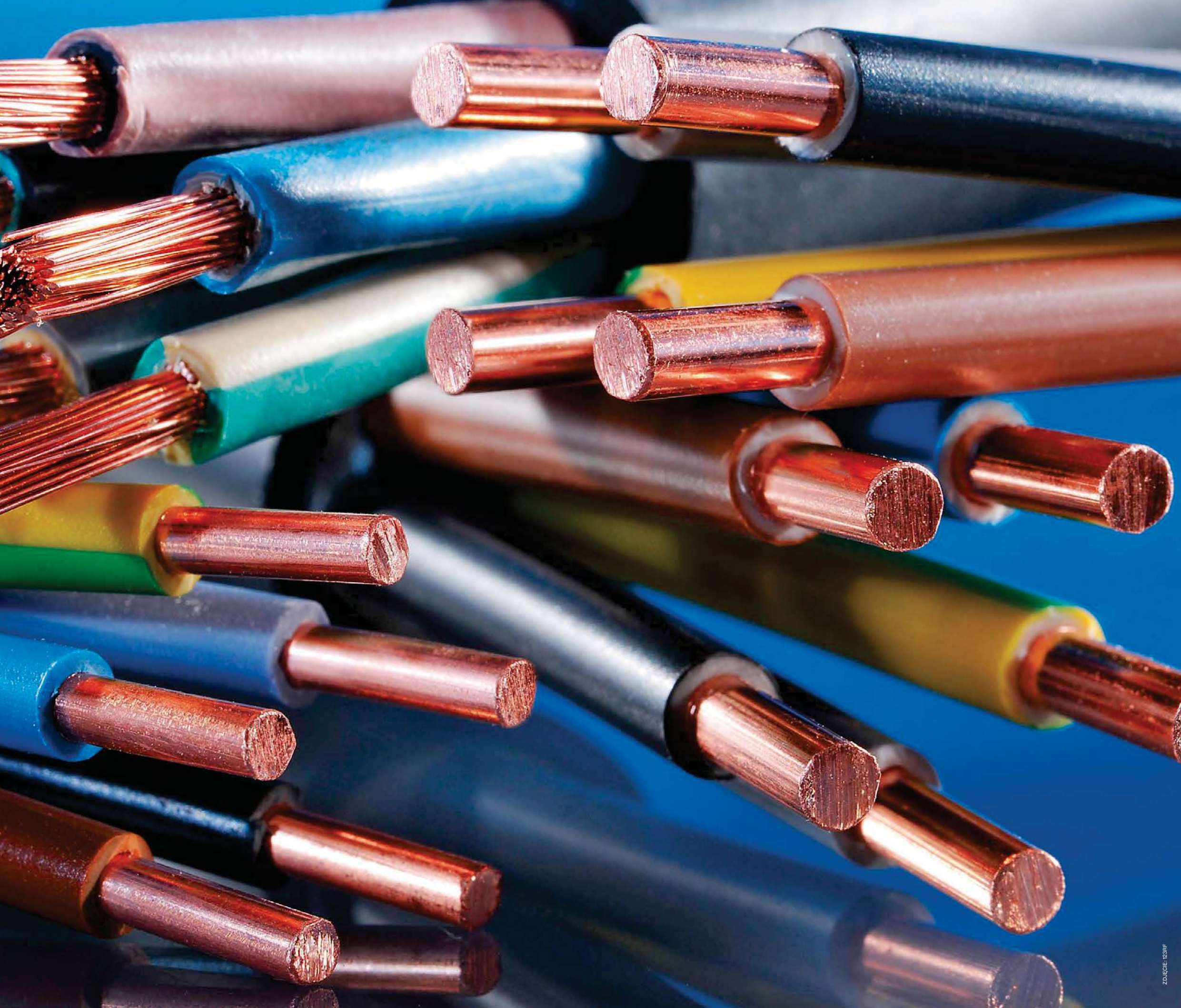
Politechnika Poznańska, Katedra techniki Ciepłej, Laboratorium Technologii Gazowych

Podziękowania

Autorzy dziękują pracownikom firmy Arctic Paper w szczególności Panu inż. Zbigniewowi Wesołowskiemu za przygotowanie danych z elektrociepłowni gazowej. Składamy także podziękowania pracownikom Ministerstwa Gospodarki za pomoc w zrozumieniu dyrektyw unijnych.

BIBLIOGRAFIA

- [1] BP Statistical Review of World Energy, June 2014.
- [2] M. Radziszewski: Polityka energetyczna Polski ze szczególnym uwzględnieniem energii odnawialnej, Wykład wygłoszony w Politechnice Poznańskiej 7 czerwca 2014 w ramach studiów podyplomowych z gazownictwa.
- [3] T. Dobski: Kogeneracja – Sposób na Zwiększenie Efektywności Generacji Energii Elektrycznej i Ciepła w Oparciu o Zasilanie Paliwami Gazowymi, Ciepłownictwo–Gazownictwo–Energetyka, nr 1/2014, s. 46–50.
- [4] Zaawansowane technologie pozyskiwania energii, grant finansowany przez Narodowe centrum Badań i Rozwoju w latach 2010–2014.
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii.
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej.
- [7] S. Zaraś, J. Loch: Inwestycje kogeneracji gazowej PGNiG Termika, Ciepłownictwo–Gazownictwo–Elektroenergetyka, Nr 1/2014, str.: 63–67.
- [8] Klimsta, J.: The Performance of Cogeneration Gas Engines in the Power Range 5 – 17 MW, New Technology of Using Natural gases in Industrial and Domestic Sectors, Poznan University of Technology, Poznan September 200612.
- [9] T. Dobski: Combustion Gases in Modern Technologies, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 2012. 208 str.
- [10] Dobski T., Wawrzyński J., Rojewski J., The Analysis of the Process of Combustion of Natural Gases of High Molar Nitrogen Fraction in Reciprocating Gas Engines, 7th Dessau Gas Engine Conference, 24–25 March 2011.
- [11] M. Freitag, W. Grahm: 1 VOG 8/9 SW – Gasmotor der intelli-Gruppe für ein Mikro-BHKW, Dessau 7th Gas Engine Conference, Dessau, March 24–25, 2011.
- [12] R. Ślebarski, T. Dobski, Z. Wesołowski, D. Łakomski, Michał Gołębiowski: Eksploatacja przemysłowego bloku gazowo-parowego zasilanego gazem ziemnym niskokalorycznym, XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna– Forum Energetyków GRE 2014, Szczyrk 16–18 czerwca 2014.
- [13] R. Ślebarski, T. Dobski i inni: Projekt rozwojowy: NR 06 0021 10, Zagospodarowanie krajowych zasobów gazów niskokalorycznych – badania i optymalizacja spalania gazów ziemnych niskokalorycznych w układach kogeneracyjnych opartych o turbiny gazowe i silniki tłokowe małej mocy, Poznań, lipiec 2013.





Wstępne prace

Rynek mocy w Polsce

www.termika.pgnig.pl

Juliusz Jankowski

Mimo że jeszcze nie w pełni wdrożony, jednolity model europejskiego rynku energii jest coraz rzadziej postrzegany jako efektywne narzędzie zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego.

Brak warunków do powstawania nowych mocy wytwórczych oraz coraz częściej pojawiająca się groźba wyłączeń, ze względów ekonomicznych, jednostek istniejących stwarzają zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii. W Europie rozpoczęto zatem poszukiwanie nowych rozwiązań, które mogłyby zapewnić finansowe mechanizmy utrzymania niezbędnego poziomu mocy wytwórczych.

Ryzyko braku mocy w najbliższych latach zostało zidentyfikowane także w Polsce. Wynika ono z konieczności stopniowego wyłączenia z ruchu – począwszy od roku 2016 – starych, niespełniających wymogów środowiskowych jednostek węglowych oraz z braku warunków ekonomicznych dla budowy nowych jednostek, które miałyby zapewnić pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię.

Dodatkowo, tak jak na innych rynkach, gdzie rozwijają się źródła OZE, także w Polsce dotowana produkcja, przede wszystkim ze źródeł wiatrowych, ograniczać będzie czas pracy jednostek ciepłych. Przy coraz krótszym czasie pracy jednostki te nie będą w stanie uzyskać finansowania niezbędnego do pokrycia swoich kosztów stałych. W sytuacji widocznego zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego Polski Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie z udziałem PTEZ, PSE i PGE zainicjowało prace nad przygotowaniem koncepcji nowego

modelu rynku energii. Do analiz szczegółowych wybrano dwa narzędzia zapewnienia odpowiedniej wielkości mocy wytwórczych, a mianowicie rynek mocy oraz przetargi na nowe moce.

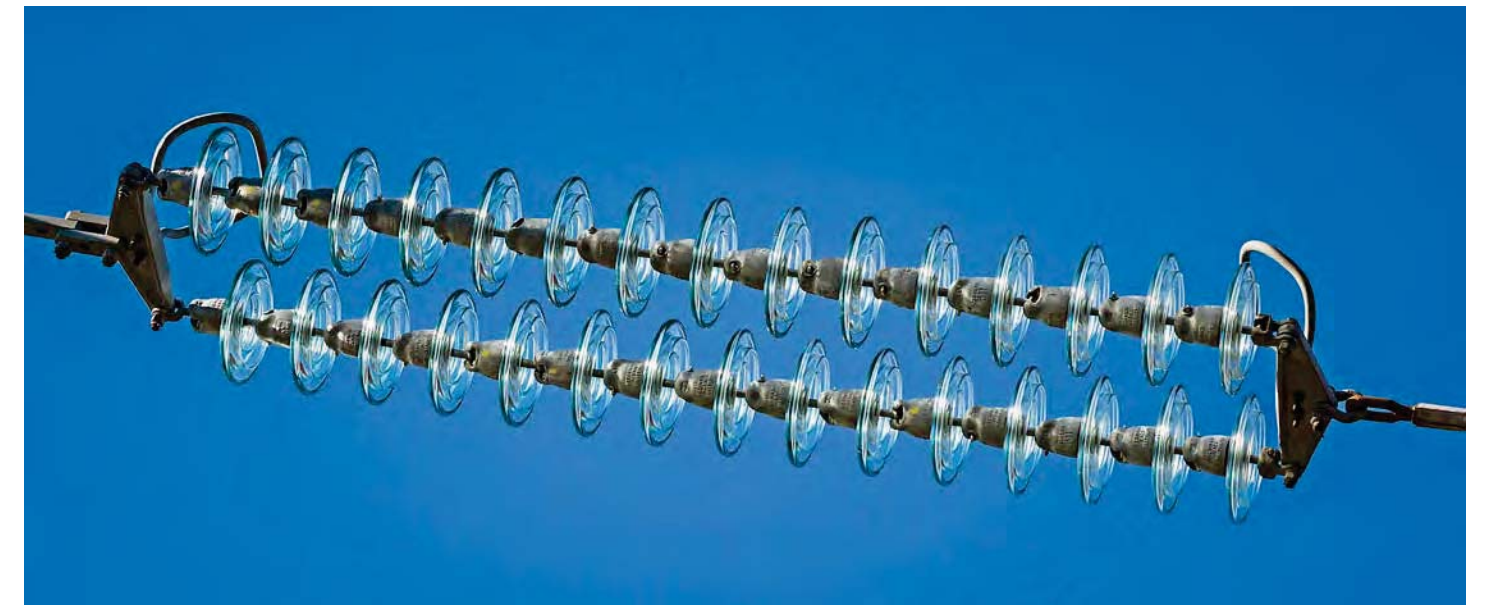
Jak to ma działać?

Koncepcja rynku mocy polega na narzuceniu na odbiorców obowiązku wnoszenia, poza dotychczasowymi opłatami za zużycie energii, dodatkowych płatności związanych z wielkością zapotrzebowania na moc z systemu energetycznego. Opłaty za moc byłyby przekazywane producentom energii w oparciu o wielkość mocy wytwórczych, jakie mogą oni zaoferować w trakcie zdefiniowanego okresu rozliczeniowego.

Na podstawie analiz rynków mocy działających w Stanach Zjednoczonych oraz rynków planowych do wdrożenia np. w Wielkiej Brytanii oceniono, że rynek mocy służyć będzie przede wszystkim utrzymaniu istniejących jednostek, powinien jednak również tworzyć impulsy dla budowy nowych jednostek w przypadku zagrożenia bilansu mocy w KSE.

Przetargi na nowe moce są dodatkowym rozwiązaniem wspierającym budowę nowych jednostek i bazują na regulacjach art. 8 Dyrektywy 2009/72/WE. Mogłyby być organizowane w przypadku stwierdzenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii wynikającego z deficytu mocy, jak też z braku rozwoju technologii wytwórczych preferowanych w polityce energetycznej kraju.

Wg opracowywanych koncepcji uczestnictwo w rynku mocy będzie możliwe dla wszystkich jednostek wytwórczych dostępnych w KSE. Nie oznacza to jednak, że wszystkie



jednostki będą uczestniczyły w rynku mocy w jednaki sposób.

Podstawowym czynnikiem różnicującym zakres udziału poszczególnych jednostek będzie wielkość mocy, jakie mogą one dostarczać w sposób trwały do KSE. Przy uwzględnieniu parametrów technicznych, dla określenia maksymalnej mocy, jaka może być zaoferowana na rynku, brane będą pod uwagę ograniczenia wynikające z rzeczywistego stanu urządzeń wytwórczych, ale także z zastosowanej technologii. Nie będą zatem uwzględniane w bilansie technologie fotowoltaiczne, czy źródła wiatrowe, których produkcja zależy od nieprzewidywalnych warunków pogodowych.

Kogeneracja

Oddzielnym problemem, który musi być rozwiązany w przypadku polskiego rynku mocy, jest sposób uwzględnienia specyfiki jednostek kogeneracyjnych. Ich udział w strukturze mocy KSE jest znaczny, a wg zapisów w Polityce Energetycznej Polski ma wzrastać. W przypadku kogeneracji występują naturalne ograniczenia w swobodnym dysponowaniu mocą z tych jednostek, wynikające z faktu powiązania produkcji energii elektrycznej ze zmiennym zapotrzebowaniem na ciepło użytkowe. Poza zmianami krótkoterminowymi wynikającymi z warunków atmosferycznych dodatkowo trzeba uwzględnić, że poza sezonem zapotrzebowanie to spada nawet do poziomu poniżej 10% zapotrzebowania szczytowego. W przypadku jednostek przeciwprężnych zmienność ta prowadzi do wymuszonej zmienności produkcji energii elektrycznej w ciągu dnia oraz znacznego jej ograniczenia w okresie letnim.

ZDJEĆCIE 120RF

W swoich bilansach mocy PSE zakłada w okresie letnim spadek dostępności mocy z ciepłych jednostek nJWCD o ok. 50%, gdy w przypadku JWCD letnie obniżenie mocy dyspozycyjnej nie przekracza 7% mocy maksymalnych sezonu zimowego. W związku z tymi ograniczeniami pojawiają się wątpliwości co do znaczenia kogeneracji w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, jak i co do właściwego sposobu jej rozliczania w ramach rynku mocy.

Ponieważ prace nad przygotowaniem koncepcji rynku mocy w Polsce mają na razie charakter wstępny, pojawiają się opinie, że na tym etapie można odłożyć szczegółowe analizowanie trudnych zagadnień, a do takich niewątpliwie należy kwestia sposobu uwzględniania kogeneracji. Jest to jednak pogląd błędny. Przyjęte rozwiązania w zakresie projektowanego rynku mocy w Polsce będą miały bowiem istotne znaczenie dla podejmowania decyzji inwestycyjnych, w tym wybieranych rozwiązań technologicznych dla nowych jednostek kogeneracyjnych. Mimo że sprawność całkowita kogeneracji często przekracza w skali roku poziom 80% i jest dwukrotnie wyższa niż średnia w jednostkach kondensacyjnych, to wysokość marży realizowanej przez jednostki kogeneracyjne także ostatnio spadła wraz ze spadkiem cen energii i wartości świadectw pochodzenia. Stwarza to dodatkowe problemy w inwestowaniu w nowe jednostki, które wyższe (w porównaniu z kondensacją) koszty stałe i kapitałowe muszą sfinansować za pomocą przychodów z produkcji energii przy niższym stopniu wykorzystania zainstalowanej mocy.

Właśnie ta dysproporcja pomiędzy nakładami inwestycyjnymi, kosztami i przychodami była do tej pory podstawą do

uzyskiwania dodatkowego wsparcia w postaci świadectw pochodzenia energii z wysokosprawnej kogeneracji. Niestety, rola tego systemu jako potencjalnego stymulatora rozwoju kogeneracji znacznie zmalała. Najpierw w wyniku przerwy w jego funkcjonowaniu w roku 2013 i na początku roku 2014, a ostatnio w wyniku obniżenia wysokości opłaty zastępczej ustalonej przez Prezesa URE.

Uzasadnione są zatem obawy, że spadek marży na produkcji energii nie tylko powstrzyma większość planowanych inwestycji w zakresie wymiany kotłów ciepłowniczych na jednostki kogeneracyjne, ale może skutkować ograniczeniem dostępności lub wręcz likwidacją części jednostek istniejących. Dotyczyć to będzie przede wszystkim kogeneracji funkcjonującej w obrębie systemów ciepłowniczych.

Istnieją trzy główne czynniki mogące wpłynąć na poprawę sytuacji w obszarze kogeneracji:

1. Znaczący wzrost cen energii
2. Wzrost wartości wsparcia kogeneracji np. poprzez odpowiednie ustalenie parametrów systemu certyfikatów (wartość obowiązku i wartość opłaty zastępczej)
3. Uruchomienie rynku mocy i odpowiednie uwzględnienie w nim kogeneracji.

Na istotny wzrost cen energii trudno raczej obecnie liczyć. W przypadku systemu wsparcia sytuacja jest bardziej niejednoznaczna. Przywrócony od maja bieżącego roku system oparty na certyfikatach działać będzie tylko do końca 2018 roku. Pozwoli to na złapanie oddechu przez istniejące jednostki kogeneracyjne, ale trudno oczekiwać, by krótki okres funkcjonowania systemu zachęcił do podejmowania decyzji inwestycyjnych, które nadal obciążone są dużym ryzykiem. Tym bardziej że nadal nie wiadomo, jak system wsparcia będzie wyglądał po roku 2018. Wytyczne unijne dla systemów wsparcia dla energetyki (EEAG 2014) pozwalają, by stosowane było zarówno wsparcie inwestycyjne, jak też wsparcie operacyjne w postaci premii dodawanej do ceny energii. Tekst wytycznych nie przesądza, czy akceptowane będą wyłącznie premie o stałej wartości, czy też dopuszczalne będą także rozwiązania zbudowane w oparciu o koncepcję kontraktów różnicowych zaproponowaną np. w nowym krajowym systemie wsparcia OZE.

Można oczekiwać, że w przypadku wdrożenia – preferowanego w Wytycznych – systemu przydziału premii na zasadach konkurencji i ograniczonego dostępu, środki pomocowe kierowane będą przede wszystkim do źródeł kogeneracyj-

nych o dużym poziomie wykorzystania mocy zainstalowanej. Takie jednostki pracujące np. w energetyce przemysłowej będą mogły składać oferty na niższe dofinansowania i wygrywać odpowiednie procedury konkursowe. Jednostki o mniejszym stopniu wykorzystania mocy, pracujące w systemach ciepłowniczych, przegrywając konkursy, nie będą więc w stanie pozyskać środków na modernizację i rozwój mocy wytwórczych. Na podstawie przedstawionego wyżej opisu widać, że dotychczas dostępne źródła finansowania kogeneracji mogą być niewystarczające dla jej utrzymania i rozwoju. Niezbędne jest więc szukanie dodatkowych rozwiązań. Wdrożenie rynku mocy i odpowiednie uwzględnienie w nim roli kogeneracji powinno być rozważane jako ważne i wartościowe narzędzie dodatkowej interwencji.

Roczne, kwartalne czy miesięczne?

Rynek mocy, poprzez zapewnienie przychodów zależnych nie od wielkości produkcji energii, ale od wielkości oferowanej mocy, jest właściwą odpowiedzią na problemy jednostek o niższym czasie wykorzystania zdolności produkcyjnych.

W przypadku jednostek kogeneracyjnych szanse dodatkowego rozwoju mogą otrzymać także jednostki pracujące poza podstawą obciążenia, produkujące ciepło i energię elektryczną głównie w sezonie grzewczym. Ich praca może przyczynić się do lepszego pokrycia zapotrzebowania na energię w okresie szczytu energetycznego, który w Polsce wciąż wypada w okresie zimowym. Dzięki rynkowi mocy pokrywanie zapotrzebowania szczytowego będzie zapewnione przez technologię kogeneracyjną pozwalającą na znaczące oszczędności zużycia paliwa oraz redukcję emisji CO₂ w skali kraju.

Jednocześnie udział kogeneracji pozwoli na obniżenie poziomu cen. W konkurencji z jednostkami kondensacyjnymi o podobnym rocznym czasie pracy kogeneracja będzie mogła zaproponować niższe oferty cenowe na rynku mocy ze względu na możliwość uzyskiwania dodatkowych przychodów z rynku ciepła.

Przyczyni się to do obniżenia średnich cen za moc i zmniejszenia obciążeń odbiorców energii.

W celu maksymalizacji korzyści wynikających z udziału kogeneracji niezbędne jest jednak właściwe zaprojektowanie rynków mocy. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera charakterystyka czasowa produktów mocowych. Z punktu widzenia możliwości wsparcia rozwoju kogeneracji ważne jest, czy zobowiązanie wytwórcy będzie dotyczyć

Wykres 1. Udział kogeneracji w rynku mocy w zależności od przyjętej charakterystyki czasowej produktów (wg stanu mocy kogeneracyjnych)



zapewnienia określonej wielkości mocy jednakowej w trakcie całego roku, czy też zobowiązanie to będzie mogło być zróżnicowane w poszczególnych kwartałach czy miesiącach.

Rozwiązaniem najczęściej stosowanym w praktyce rynków zagranicznych jest wdrożenie produktu rocznego. W takim przypadku dostawca mocy zobowiązuje się do zapewnienia deklarowanej jej wielkości w dowolnym momencie roku kalendarzowego.

Spełnienie tego wymogu nie rodzi specjalnych problemów w przypadku jednostek kondensacyjnych. W przypadku kogeneracji, gdzie produkcja energii jest powiązana z zapotrzebowaniem na ciepło, utrzymanie stałej produkcji energii w trakcie roku jest jednak możliwe tylko w przypadku energetyki przemysłowej i mocy ciepłowniczych pracujących w podstawie obciążenia. W przypadku pozostałych jednostek kogeneracyjnych pracujących dla potrzeb ciepłownictwa powiązanie produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na ciepło powoduje znaczne zróżnicowanie mocy w trakcie trwania sezonu grzewczego i ograniczenie jej dostępności po jego zakończeniu.

W takim przypadku pojawia się pytanie, jaka wielkość mocy może być oferowana na rynku przez jednostki kogeneracyjne. W wyniku przyjęcia wyższych zdolności produkcyjnych z sezonu zimowego istnieje zagrożenie braku możliwości wywiązania się kogeneracji ze swoich zobowiązań mocowych

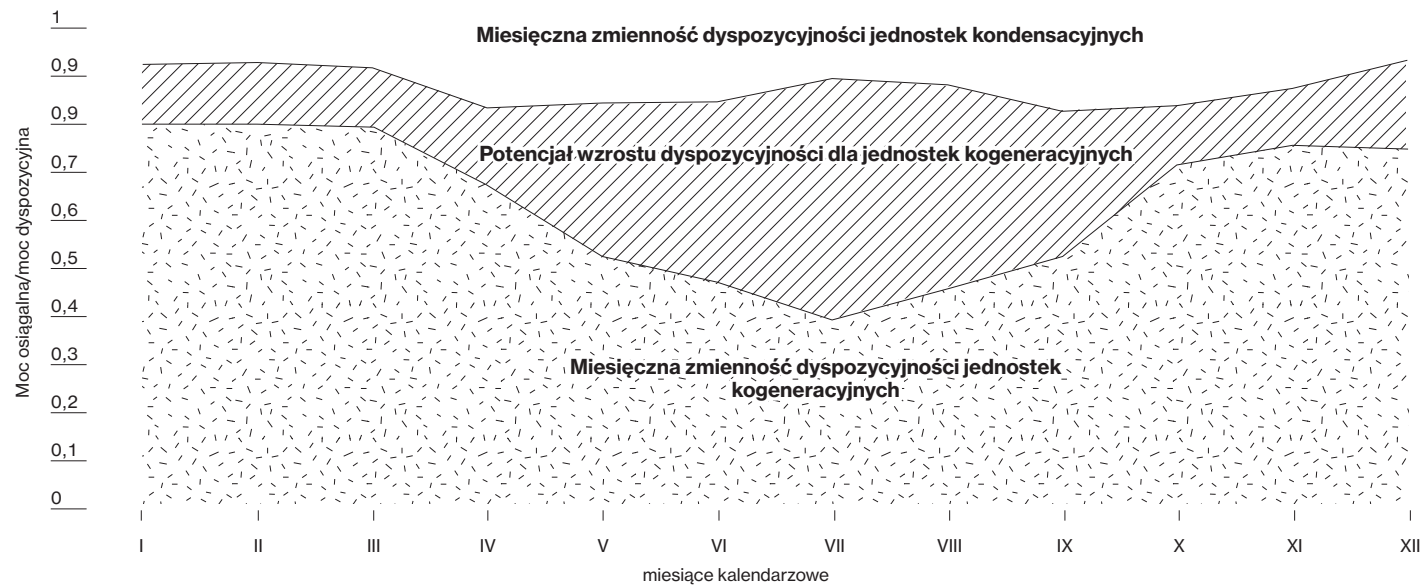
w sezonie letnim. Z kolei ograniczenie się do wielkości mocy letnich skutkować będzie „darmową” dostawą dodatkowych mocy w sezonie grzewczym, gdy większe zdolności produkcji energii są wynikiem zwiększonego zapotrzebowania na ciepło. Powyższy opis wskazuje na dużą nieefektywność produktu rocznego w wykorzystaniu kogeneracji dla potrzeb rynku mocy.

Rozwiązaniem, które może obniżyć koszty rynku mocy w Polsce poprzez lepsze uwzględnienie właściwości kogeneracji, może być wprowadzenie produktów mocowych o krótszym okresie obowiązywania, np. zobowiązań kwartalnych lub miesięcznych. W takim przypadku producenci energii mogliby oferować w poszczególnych okresach roku wielkości dostępnych mocy wynikające z rzeczywistych warunków eksploatacyjnych.

Jednostki kogeneracyjne mogłyby oferować mniejsze wielkości mocy poza sezonem grzewczym, gdy niższe także jest zapotrzebowanie na moc w systemie energetycznym. Z kolei w sezonie zimowym, gdy zapotrzebowanie na moc jest wyższe, również oferta mocowa kogeneracji byłaby wyższa. Sezonowa zmienność oferty jednostek kogeneracyjnych w systemie produktów kwartalnych lub miesięcznych lepiej odpowiadałaby sezonowym zmianom zapotrzebowania na moc w systemie energetycznym.

Wdrożenie takiego rozwiązania prowadziłoby do obniżenia rocznych kosztów funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Wykres 2. Potencjał wzrostu mocy dyspozycyjnej jednostek kogeneracyjnych w wyniku wykorzystania możliwości pracy w kondensacji (wg stanu mocy w KSE w roku 2014)



Kogeneracja, czyli najtańsze moce szczytowe

Oprócz stworzenia warunków do zwiększania produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji rynek mocy może stwarzać zachętę do rozbudowy jednostek kogeneracyjnych o urządzenia umożliwiające większą generację poza sezonem grzewczym. Zachętą do realizacji takich projektów byłaby możliwość otrzymania dodatkowych płatności za moc oferowaną w tym okresie. Po zbudowaniu odpowiednich chłodziń i wymienników dodatkowe moce w istniejących jednostkach kogeneracyjnych dostępne w lecie mogłyby stanowić najtańszy sposób zapewnienia wzrostu poziomu rezerw mocy w KSE.

W przypadku kogeneracji gazowej dzięki sfinansowaniu poprzez rynek mocy rozbudowy jednostek kogeneracyjnych o moduły kondensacyjne, OSP uzyskałby dodatkowo dostęp do mocy o dużym poziomie regulacyjności. Byłoby to szczególnie wartościowe wobec dalszego prognozowanego wzrostu generacji z niestabilnych źródeł OZE.

Biorąc pod uwagę osiągnięty poziom sprawności, koszty produkcji w pozyskanych w ten sposób dodatkowych mocach CCGT byłyby niższe niż w przypadku alternatywnych jednostek typu GT powszechnie stosowanych jako źródła szczytowe w innych systemach elektroenergetycznych.

Centralny czy zdecentralizowany?

W polskich warunkach uruchomienie rynku mocy pozwoli w pierwszym rzędzie na utrzymanie w KSE starych i nisko-

sprawnych jednostek kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym, którym obecnie grozi wyłączenie ze względów ekonomicznych. Dla ich zachowania w ruchu możliwe jest alternatywne zastosowanie zarówno zdecentralizowanego, jak też scentralizowanego rynku mocy.

W przypadku pierwszego rozwiązania przewidywane jest zawieranie transakcji zakupu zobowiązań mocowych bezpośrednio od wytwórców przez poszczególnych odbiorców energii, przedsiębiorstwa obrotu lub innych integratorów. W założeniu handel dotyczyć miałby zobowiązań mocowych na jeden konkretny rok, np. z wyprzedzeniem czteroletnim. Transakcje odbywałyby się zarówno na rynku OTC, jak też na rynku giełdowym.

Przy podkreślonym rynkowym charakterze tego rozwiązania niesłoby ono ze sobą dodatkowe korzyści dla podmiotów zajmujących się obrotem energią w rezultacie zwiększenia wartości obsługiwanego przez nich rynku. Zaletą może się też stać wyłączenie zdecentralizowanego rynku mocy z katalogu rozwiązań traktowanych jako pomoc publiczna. Dzięki temu przy wdrożeniu tego rozwiązania nie byłoby konieczności zachowania ścisłych reguł formalnych, w tym przeprowadzenia notyfikacji w Komisji Europejskiej.

W przypadku scentralizowanego rynku mocy przewidywany jest zakup odpowiednich zdolności mocowych od wytwórców przez podmiot centralny, np. następcę obecnie funkcjonującego Zarządcy Rozliczeń. Koszty zakupu zdolności wytwórczych byłyby następnie odpowiednio przenoszone na odbiorców ener-

gii poprzez dodatkowe składniki taryfowe. Podobnie jak dla rynku zdecentralizowanego także na rynku scentralizowanym transakcje mogłyby być zawierane z kilkuletnim wyprzedzeniem. Dzięki temu także z kilkuletnim wyprzedzeniem byłyby widoczne przyszłe deficyty mocy skutkujące wzrostem cen. Jednak nawet w przypadku pojawiania się wyraźnych oznak zapotrzebowania na nowe moce istnieje ryzyko opóźnienia niezbędnych decyzji inwestycyjnych w przypadku jednorocznych kontraktów na moc. Problem potrzeby zapewnienia efektywności inwestycyjnej rynków mocy został zauważony i znalazł swoje rozwiązanie np. w ramach projektu dla rynku brytyjskiego. Dzięki przyjęciu modelu scentralizowanego rynku mocy możliwe jest, aby jednostki nowe lub modernizowane mogły dokonywać sprzedaży mocy na rynku scentralizowanym na okresy np. 5 lub 15 lat po z góry określonej cenie. Taki „kontrakt długoterminowy” na moc pozwala inwestorowi na uzyskanie większej pewności w zakresie przychodów, zmniejszając ryzyko inwestycyjne i obniżając koszt kapitału.

Rynek mocy i wsparcie kogeneracji – alternatywa czy dopełnienie?

Na podstawie wstępnych analiz teza o pozytywnym znaczeniu wprowadzenia rynku mocy dla rozwoju kogeneracji wydaje się prawdopodobna. Jednak zarówno możliwość pozytywnego wpływu rynku mocy na rozwój kogeneracji, jak też korzystne oddziaływanie tego rozwoju na bezpieczeństwo techniczne i ekonomiczne dostaw energii nie powinno prowadzić do ograniczania debaty o innych mechanizmach wsparcia kogeneracji.

Z samej swojej istoty rozwiązania o charakterze uniwersalnym takie jak rynek energii czy rynek mocy z jednolitymi cenami opartymi na kosztach (ceny) krańcowych są rozwiązaniami drogimi w przypadku potrzeby finansowania nowych inwestycji. Wysokie ceny energii czy mocy niezbędne do sfinansowania budowy nowych jednostek są płacone także jednostkom istniejącym, które inwestycji nie prowadzą. Podnosi to koszty ponoszone przez odbiorców energii. Żeby temu zapobiec, wprowadzeniu rynków mocy powinno towarzyszyć zastosowanie dodatkowych narzędzi, które pozwoliłyby kierować zwiększone przychody wyłącznie do dedykowanych grup wytwórców. Jednym z najprostszych rozwiązań jest wprowadzenie wspomnianych już przetargów na nowe moce.

W przypadku potrzeby budowy nowych jednostek tylko one w wyniku przetargu otrzymywałyby specjalne, wyższe od rynkowych, ceny energii lub mocy zapewniające im odpowiedni

zwrot z inwestycji. Ceny te nie miałyby jednak zastosowania dla jednostek istniejących, dzięki czemu wzrost kosztów całego systemu energetycznego byłby ograniczony do niezbędnego minimum.

Oczywiście poza zaletami system przetargów na nowe moce ma swoje widoczne wady, gdyż zachęca przedsiębiorstwa energetyczne do odkładania decyzji inwestycyjnych do czasu ogłoszenia i następnie rozstrzygnięcia przetargu i otrzymania przez inwestora gwarancji wysokiej stopy zwrotu. Brak jest uzasadnienia do podejmowania decyzji inwestycyjnych na podstawie kryteriów rynkowych.

Biorąc pod uwagę wprowadzane wyżej zakłócenia, można oczekiwać, że, w przypadku rynku polskiego, system przetargów ograniczony będzie wyłącznie do przypadków wyjątkowych i najdroższych technologii, takich jak np. energetyka jądrowa czy też jednostki z technologiami CCS.

Krytycznie należy ocenić zasadność ewentualnego wykorzystania systemu przetargowego z punktu widzenia efektywności rozwoju kogeneracji.

Zastosowanie przetargów na budowę nowych jednostek kogeneracyjnych prowadzić będzie do mniejszego rozwoju kogeneracji, niż wynikałoby to z długookresowej optymalizacji kosztów rozwoju systemu energetycznego.

W wyniku procedur przetargowych środki finansowe kierowane będą wyłącznie do jednostek o najniższych kosztach, realizowanych w systemach energetyki przemysłowej lub przewidzianych do pracy w podstawie zapotrzebowania systemów ciepłowniczych. Niezbędnego wsparcia mogą zostać pozbawione projekty kogeneracyjne pracujące jedynie w okresie grzewczym, czyli przez ok. 3500–4000 godz. w roku. Dodatkowo środki mogą nie być skierowane do projektów inwestycyjnych wynikających z potrzeby wymiany mocy w konkretnych systemach ciepłowniczych.

W rezultacie, w przypadku nieuzyskania środków w ramach procedury konkursowej planowane do realizacji jednostki kogeneracyjne mogą być zastępowane przez znacznie tańsze inwestycyjnie kotły ciepłownicze, co będzie skutkowało niewykorzystaniem potencjału rozwoju kogeneracji w Polsce. Żeby zapobiec takim nieefektywnościom znacznie lepszym rozwiązaniem od przetargów może być uzupełnienie rynku mocy wsparciem operacyjnym dla kogeneracji.

Możliwość zastosowania takiego rozwiązania wynika z zapisów o wsparciu kogeneracji zawartych w EEAG 2014. W punkcie 126 wskazana jest tutaj możliwość odejścia, w uzasadnionych przypadkach, od stosowania preferowanej procedury

konkursowej przy udzielaniu wsparcia operacyjnego. Jest to możliwe, gdyby zastosowanie podejścia konkursowego prowadziło do nadmiernego wsparcia niektórych projektów lub zbyt małej ich realizacji.

W przypadku kogeneracji oba argumenty na rzecz odejścia od procedury przetargowej znajdują zastosowanie.

Z jednej strony ustalenie, w wyniku konkursu, pułapu wsparcia na poziomie oczekiwań jednostek najbardziej efektywnych wykluczałoby wykorzystanie znaczącej części technicznego potencjału kogeneracji.

Z kolei wyznaczenie poziomu wsparcia na poziomie odpowiednim dla jednostek pracujących np. z niższym poziomem wykorzystania mocy prowadziłoby do nadmiernego wynagrodzenia m.in. startujących w tym samym konkursie jednostek pracujących w podstawie obciążenia.

Warte rozważenia jest też utrzymanie zróżnicowania wsparcia ze względu na stosowane paliwa, tak jak to jest obecnie w systemie świadectw pochodzenia.

Regulując poziom wsparcia operacyjnego, można uzyskać możliwość wpływania na strukturę miks paliwowego jednostek kogeneracyjnych, w tym na poziom rozwoju jednostek gazowych, które mogą zaoferować dodatkowe możliwości regulacyjne w KSE.

Podsumowanie

Wdrożenie dodatkowych rozwiązań takich jak rynki mocy wydaje się być przesądzone. Nie odbędzie się to jednak równocześnie we wszystkich krajach Unii Europejskiej.

W przypadku Polski brak wdrożenia rynku mocy w najbliższym czasie prowadzić może do zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego przed 2020 rokiem. Wciąż jednak realne jest pełne wdrożenie rozwiązania mocowego przed tym terminem, ale jednak warunkiem jest znaczna intensyfikacja prowadzonych prac.

Kompletny model efektywnego rynku energii w Polsce powinien obejmować:

1. Konkurencyjny rynek energii elektrycznej zapewniający odbiorcom korzyści z transgranicznej wymiany energii.
2. Rynek mocy dedykowany zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii na poziomie krajowego systemu elektroenergetycznego.
3. System przetargów na nowe moce dedykowany technologiom niskoemisyjnym o najwyższych nakładach inwestycyjnych, takim jak energetyka jądrowa.

4. Zbudowane na bazie rynku energii i mocy segmenty rynku dedykowane realizacji dodatkowych celów, takich jak wzrost udziału OZE czy rozwój kogeneracji.

Dla uzyskania lepszej efektywności rozwiązania projektowanego rynku mocy w Polsce powinny mieć charakter scentralizowany, jako silnie wspierający nowe inwestycje.

W celu obniżki kosztów i wykorzystania potencjału rozwoju kogeneracji, rynek mocy powinien być oparty na produktach miesięcznych lub co najwyżej kwartalnych, co będzie stwarzało lepsze warunki dla rozwoju nowych jednostek kogeneracyjnych pracujących w systemach ciepłowniczych.

Dla pełnego wykorzystania możliwości wynikających z rozwoju kogeneracji celowe jest uzupełnienie systemu regulacji o dedykowane rozwiązanie w zakresie wsparcia kogeneracji. Efektywnym i akceptowalnym z punktu widzenia regulacji prawnych rozwiązaniem może być system wsparcia operacyjnego zróżnicowanego pod względem paliwowym i z uwzględnieniem wielkości jednostek.

Wszystkie wskazane wyżej rozwiązania są niezbędne dla zapewnienia optymalnego kosztowo bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. Jeśli jednak chcemy odnieść sukces, to niezbędna jest realizacja jeszcze jednego warunku: polityczna decyzja o wdrożeniu nowych, zintegrowanych rozwiązań rynku energii elektrycznej w Polsce musi zapaść jak najszybciej.

JULIUSZ JANKOWSKI

Analityk PGNiG TERMIKA. Z ramienia PTEZ uczestniczy w pracach projektowych nad przygotowaniem koncepcji rynku mocy w Polsce prowadzonych pod egidą TGPE.

SŁOWNICZEK POJĘĆ

CCGT – jednostki wytwórcze gazowo-parowe

CHP – jednostki kogeneracyjne

CCS – technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla

EEAG 2014 – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020

GT – turbiny gazowe

JWCD – jednostki wytwórcze centralnie dysponowane

Jednostki OZE – jednostki wytwórcze energetyki odnawialnej

nJWCD – jednostki wytwórcze niebędące jednostkami centralnie dysponowanymi

OSP – operator systemu przesyłowego

PGE – Polska Grupa Energetyczna

PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne

PTEZ – Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych

URE – Urząd Regulacji Energetyki



Materiały w energetyce i ich degradacja

www.termika.pgnig.pl

prof. Andrzej Zieliński

W publikacji przedstawiono zwięźle i pogładowo problemy materiałowe związane ze wszystkimi etapami procesu wytwarzania energii, od eksploracji do recyklingu.

Rola materiałów w energetyce

Człowiek od okresu paleolitu koncentrował swoje potrzeby na kilku kluczowych zagadnieniach ważnych dla istnienia i przedłużania gatunku. Były to zawsze problemy ściśle uwarunkowane posiadaniem, wytwarzaniem i przetwarzaniem materiałów do zapewnienia pożywienia, a więc myślistwa i uprawy roli, zapewnienia bezpieczeństwa i ekspansji niezbędnej dla potrzeb grupy społecznej, narodu, cywilizacji, a zatem do wytwarzania broni, wreszcie do przetrwania w nie zawsze sprzyjających warunkach klimatycznych, a także wytwarzania narzędzi, hodowli zwierząt i roślin zapewniających pożywienie, czyli dla wytwarzania energii.

Materiały dla energetyki obejmują cały łańcuch w gospodarkach społeczności, a więc eksplorację, eksploatację, przetwarzanie surowców energetycznych, transport energii, recykling. Wymagania stawiane materiałom zależą od wielu czynników, w głównej mierze od konkretnego etapu omawianego łańcucha, zastosowania materiału, warunków pracy, a te z kolei w ogromnej mierze od źródła energii. Inaczej bowiem wygląda poszukiwanie i pozyskiwanie węgla, drewna, ropy i gazu, a więc materiałów pozwalających na uzyskanie energii elektrycznej lub ciepłej drogą egzoter-

micznych reakcji chemicznych utleniania, inaczej energii słonecznej, wiatrowej i wodnej, inaczej energii pozyskiwanej z ogniw paliwowych, czyli reakcji chemicznej prowadzącej bezpośrednio do powstania energii elektrycznej, wreszcie inaczej w przypadku energii nuklearnej. Inne są wymagania stawiane materiałom biorącym udział w procesie powstawania energii cieplnej, elektrycznej, mechanicznej. Wreszcie sam transport surowców energetycznych lub samej energii elektrycznej także wymaga innych materiałów.

W publikacji przedstawiono zwięźle i pogładowo problemy materiałowe związane ze wszystkimi etapami procesu wytwarzania energii, od eksploracji do recyklingu. Ich stosowanie, ale zarazem rozwój energetyki ograniczany jest w dużym stopniu przez cechy obecnie stosowanych materiałów, które ulegają zbyt szybkiej, zbyt nadmiernej lub niekiedy niemożliwej do prognozowania degradacji. Głównym celem artykułu jest przegląd materiałów stosowanych w energetyce i procesów ich niszczenia oraz prognozowanych kierunków rozwoju materiałów przyszłości w tym obszarze gospodarki.

Formy degradacji

Materiały konstrukcyjne w energetyce mogą ulegać wielu formom niszczenia, polegającym na zmianach ich mikrostruktury i właściwości. Degradacja może mieć miejsce w etapach eksploracji, eksploatacji, przeróbki surowców, wytwarzania energii, praktycznie więc w każdym z nich. Istnieje wiele form degradacji materiałów spotykanych w energetyce. Należą do nich m.in.: degradacja wodorowa, korozja

elektrochemiczna ogólna i lokalna, zmęczenie mechaniczne, mechaniczno-korozyjne i ciepne, pęczanie i korozja gazowa.

Degradacja wodorowa nie ma swojej ścisłej nazwy ani swojej definicji. Najbardziej ogólnie niszczeniem wodorowym zwykło nazywać się wszelkie zmiany mikrostruktury i/lub właściwości mechanicznych materiału, w których dominującą rolę odgrywa wodór. Z tego punktu widzenia można więc wyróżnić nisko- i wysokotemperaturowy atak wodorowy (low i high temperature hydrogen attack), zwany w Polsce niekiedy korozją wodorową, jak też kruchość wodorową (hydrogen embrittlement) obecnie nazywaną raczej pękaniem wspomaganym przez wodór (hydrogen enhanced cracking) lub opóźnionym pękaniem wodorowym (hydrogen delayed cracking). W istocie form i mechanizmów niszczenia metali wywołanego lub wspomaganego przez wodór jest tak wiele, iż każde podejście terminologiczne nie jest niesłuszne. Lepiej jest więc oceniać niszczenie wodorowe, biorąc pod uwagę mechanizmy degradacji, np.:

- ▶ wiązanie wodoru z defektami struktury krystalicznej lub fazami międzywęzłowymi skutkujące w pękaniu wodorowym, typowe dla obszaru temperatur od pokojowej do najwyżej 100°C,
- ▶ tworzenie przez wodór i inne składniki środowiska kwaśnych produktów, jak kwas siarkawy i siarkowy, powodujących korozję elektrochemiczną, najczęściej wżerową, wreszcie
- ▶ wysokotemperaturowe reakcje chemiczne wodoru z węglkami prowadzące do powierzchniowego odwęglenia stali.

O ile drugi i trzeci mechanizm prowadzą do zmian materiału stosunkowo powolnych, o tyle pęknięcie może być przyczyną nawet groźnych katastrof. Przyczyną pęknięcia wodorowego jest oddziaływanie wodoru dyfundującego w materiale z defektami struktury krystalicznej – dyslokacjami, prowadzące do zlokalizowanego uplastycznienia materiału. Wysokotemperaturowy atak wodorowy jest opisywany jako proces chemicznego oddziaływania wodoru z cementytem w stalach i powstawania lotnego metanu, w wyniku czego następuje stopniowe odwęglenie i utrata właściwości mechanicznych materiału.

Korozja elektrochemiczna wywołana jest przez reakcje zachodzące w środowisku przewodzącym prąd elektryczny



na mikroanodach i mikrokatodach istniejących na nieekwipotencjalnej powierzchni tworzywa metalowego. Korozja ogólna jest tu wynikiem zazwyczaj powstawania, w obecności skondensowanej pary wodnej lub wody oraz dwutlenku siarki, kwasu siarkawego i siarkowego. Szczególnie niebezpieczną jej formą jest korozja wżerowa będąca zlokalizowaną formą niszczenia zachodzącego na mikroanodach o powierzchni znacznie mniejszej od mikrokatod. Ponieważ szybkość korozji jest odwrotnie proporcjonalna do powierzchni anodowej, w takich przypadkach korozja zachodzi na niewielkim obszarze, ale za to z szybkością nawet kilkunastokrotnie większą od korozji ogólnej.

Zmęczenie materiału jest zjawiskiem występującym szczególnie często w energetyce i trudnym do prognozowania i zapobiegania. Jego podstawową cechą jest cykliczna zmiana jednego z parametrów środowiska, wartości naprężeń mechanicznych lub temperatury. Zmęczenie mechaniczne z reguły ma charakter niskocyklowy, tj. zachodzi przy wartościach naprężeń lokalnie w każdym cyklu przekraczających granicę plastyczności (naprężenia płynięcia, ściśle mówiąc) i prowadzi do zniszczenia detalu w stosunkowo

niewielkim czasie. Zmęczenie mechaniczno-korozyjne przebiega wtedy, gdy proces zmęczenia jest potęgowany przez elektrochemiczne roztwarzanie wierzchołka pęknięcia zmęczeniowego; zmęczenie może być także przyspieszane przez wodór gromadzący się w wierzchołku pęknięcia.

Pełzanie materiału polega na stopniowej zmianie wymiarów, a w późniejszej fazie także mikrostruktury materiału poddanego działaniu wysokich temperatur. Pełzanie jest możliwe w materiale, kiedy w określonej temperaturze rozpoczyna się proces przemieszczania się defektów struktury, od punktowych (wakansów) do granic ziaren. Zjawisko to z jednej strony wyznacza górne granice temperatur użytkowania konstrukcji w energetyce, zawierające się między 450°C i nawet 1300°C, z drugiej – czas bezpiecznego użytkowania. Warto wspomnieć, że pełzanie pod naprężeniem w przewodach aluminiowych zachodzi już w temperaturze rzędu 150°C, a więc wtedy, gdy następuje jego iskrzenie, zachodzi intensywne utlenianie stwarzające warstwę o dużej rezystancji i wydzielanie się dużych ilości ciepła.

Korozja gazowa (wysokotemperaturowa) jest wynikiem reakcji chemicznej w wysokich temperaturach po-

wierzchni metalu gazu, zwykle tlenu, ale także tlenków azotu (NOx) i tlenków siarki. Powoduje ona powstawanie na powierzchni metalu warstwy żle związanej z podłożem i łuszczącej się, o grubości rosnącej z temperaturą i czasem ekspozycji.

Erozja to nazwa sporej liczby mechanizmów degradacji materiału wywołanej np. przez obecność w środowisku cieczy implodujących obszarów niskiego ciśnienia (erozja kawitacyjna) powodujących wyrwanie cząstek metalu, zawiesiny ciał stałych (erozja korozyjna – erosion-corrosion) ścierających powierzchnię metalu, czy nadmiernej szybkości przepływającej cieczy (atak uderzeniowy – impingement attack).

Materiały w procesie eksploracji i wydobywania

Prace poszukiwawcze i wydobywanie potrzebują materiałów w zasadzie wyłącznie tam, gdzie surowce są głęboko ukryte. Jest to więc istotny problem w przypadku ropy i gazu, w tym gazu łupkowego, także rud uranu.

W pierwszym przypadku wymaga on, ze względu na specyficzny sposób wierzeń i panujące tam warunki, jak podwyższona temperatura działająca na koronki wiertel i obecność chłodzącej solanki, zastosowania materiałów droższych i o wysokiej wytrzymałości, uszkodzenie bowiem wiertła i jego pozostawienie to strata także otworu wydobywczego. Najczęściej przyczyną awarii są pęknięcia materiału w wyniku pęknięcia wodorowego; stosowane stopy typu Hastelloy lub Carpenter oparte na niklu z dodatkiem wielu innych pierwiastków stopowych mają bardzo wysoką wytrzymałość mechaniczną, ale zarazem są wrażliwe na wodór w ilościach często na granicy mierzalności; wykazano, że stale stopowe o wysokiej wytrzymałości mogą tracić całkowicie plastyczność nawet przy stężeniach wodoru w metalu rzędu 1 ppm, tj. 1 atom wodoru na milion atomów metali stopu.

Rozwiązania tego problemu to ciągłe poszukiwanie materiałów bardziej odpornych na kruchość wodorową, nawet kosztem wytrzymałości mechanicznej, i umiejętne ich dobór; stale o wytrzymałości na rozciąganie do 700 MPa są całkowicie odporne na wodór, te do 1000 MPa wykazują zmienne zachowanie zależnie od składu i dla materiałów bardzo wytrzymałych dodaje się pierwiastki stopowe wiążące rozpuszczony wodór, np. tytan.

Materiały dla transportu surowców i energii oraz magazynowania surowców, energii i odpadów

To zagadnienie materiałowe pozornie wydaje się opalone, co jednak jest dalekie od prawdy. Biorąc pod uwagę jedynie transport ropy i gazu, trzeba sobie zdać sprawę z tego, że rurociągi, ich wykonanie oraz eksploatacja i konserwacja stanowią istotny element kosztów. Rurociąg na Alasce może nie powstałby do tej chwili, gdyby nie zadanie postawione przed amerykańskimi inżynierami zbudowania rurociągów o 6-metrowej średnicy, odpornych na kruche pęknięcie przy temperaturach nawet rzędu -50°C , a biorąc pod uwagę bardzo silne wiatry – o wiele niższych. Rozwiązaniem oczywistym było zastosowanie drogich stali wysokostopowych, co jednak powodowało wzrost ceny rurociągu do wysokości nie do zaakceptowania. Wybawieniem stało się wynalezienie stali mikrostopowych, które zawierają niewielkie ilości jednego z kilku pierwiastków stopowych (Al, V, Ti, Nb, N, B), zdolnych w warunkach wysokotemperaturowego walcowania do zapobiegania rozrostowi granic ziaren, a więc powstawaniu grubokrystaliczności, zatem także spadkowi wytrzymałości. Wydaje się, że osiągnięto obecnie już niemal szczyt możliwości w tym zakresie.

Materiały na ogniwa paliwowe

Za najbardziej przyszłościowe uchodzą, słusznie lub nie, ogniwa paliwowe. Ogniwa paliwowe jednak potrzebują kilkukrotnie więcej energii na wytworzenie używanych surowców, niż tej energii dostarczają. Ogniwa paliwowe stosuje się w zasadzie w dwóch przypadkach: kiedy potrzeba źródła energii dla środków transportu (samochody, ale także i rakiety wojskowe) lub też energii magazynowanej i gotowej do niezwłocznego dostarczenia (zapasowe generatory energii w szpitalach), wreszcie, gdy dostawa energii elektrycznej do pojedynczych gospodarstw nie jest opłacalna, jak ma to miejsce w słabo zaludnionych krajach skandynawskich. Stosowanie i rozwój ogniw paliwowych wiąże się z wieloma problemami materiałowymi. Pierwszy z nich to magazynowanie wodoru, będącego źródłem dla większości ogniw paliwowych. W klasycznym wydaniu tlen i wodór stanowiące podstawowe surowce są po prostu magazynowane w butlach pod ciśnieniem 80 MPa lub w zbiornikach kriogenicznych w temperaturze 21°K . Ogniwa przy-

szłości to takie, w których tlen pobierany jest z powietrza, wodór magazynowany zaś w odpowiednich materiałach, zwanych niekiedy akumulatorami wodoru. To ostatnie jest tematem wielu prac badawczych, wciąż jednak dalekich od komercjalizacji z powodu kosztocłonności rozwiązań technicznych. W początkowym okresie badań podstawowych poszukiwano materiałów, które potrafią magazynować wodór w temperaturze pokojowej, szybko i efektywnie zaś oddawać go w temperaturach podwyższonych, np. do 100°C . Czołowym materiałem był i wciąż jest lan-tanek niklu LaNi_6 , w którym stężenie atomowe wodoru może sięgać nawet 50%, jednak koszt tego materiału wciąż jest wysoki i wykazuje raczej tendencję wzrostową. Inne związki tego typu są mniej efektywne, jak fazy FeTi , ZrNi , ZrMn_2 , Mg_2Ni , borowodorki: desorbują wodór zbyt powoli, w zbyt wysokiej temperaturze, pochłaniają zbyt mało wodoru. W ostatnich czasach trwają prace nad stopami magnezu jako akumulatorami wodoru.

Szuka się rozwiązań alternatywnych, np. w zastosowaniu nanomateriałów, w których powierzchnia jest bardzo rozwinęta, a więc powierzchnia efektywna, której wielkość decyduje o adsorpcji i absorpcji wodoru. Wciąż jednak pozostaje przyszłością zastosowanie fulerenów i nanorurek węglowych, podobnie jak innych nanomateriałów, nie przewyższono ani trudności technologicznych, ani ekonomicznych. Drugi problem to podwyższenie efektywności pracy i obniżenie kosztu wytwarzania ogniw paliwowych. Jest ono determinowane przez szybkość poruszania się nośników energii w ogniwie, w tym przypadku protonu. Wydajność teoretyczna ogniw paliwowych w temperaturze pokojowej to 93%, wydajność rzeczywista to ok. 40%. Trwają prace nad poszukiwaniem nowych materiałów, ale często na przeszkodzie staje ich wysoki koszt.

Wreszcie trzeci istotny problem to silnie korozyjne działanie elektrolitów. Problem ten pojawia się zwłaszcza w przypadku ogniw wysokotemperaturowych oraz nowszych ogniw opartych na agresywnym kwasie fosforowym jako elektrolicie. W ogniwach z membraną protonowymienną okładki (interkonektory) ulegają korozji w wyniku obecności jonów fluorkowych i siarczanowych. Wszystkie te problemy można dziś uznać za w dużym stopniu opanowane.

Składowanie odpadów

Składowanie i ponowne zagospodarowanie odpadów nie jest problemem marginalnym. Omówione wcześniej



ogniwa paliwowe zawierają wiele drogich materiałów, które muszą być przedmiotem recyklingu. Jest to problem trudny i intensywnie badany. Politechnika Gdańska także opatentowała własną metodę recyklingu ogniwa. Wydawałoby się, że zagadnienie zagospodarowania popiołów lotnych z elektrowni zostało dawno rozwiązane, produkuje się z nich np. keramzyt. W istocie skład surowców jest bardzo zróżnicowany, co wpływa na procesy zachodzące na ruchomym ruszcie, a w efekcie często powoduje nie tylko istotne odchylenia w składzie keramzytu, ale także szybką degradację materiałów na konstrukcję rusztu. Istotnym zagadnieniem jest składowanie odpadów nuklearnych. Mimo głosów podnoszących kwestię ryzyka obecne metody składowania, w tym konstrukcje kontenerów, wydają się całkowicie bezpieczne na okres praktycznie nieograniczony. Kiedy użyte paliwo jądrowe jest usuwane z reaktora i składowane w wilgotnym magazy-

nie, wodór wydziela się w stopie cyrkonu w formie wodoroków, powodujących spadek plastyczności i zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej. Główne mechanizmy degradacji to pełzanie powodowane obecnością rozpuszczonego wodoru przez opóźnione pęknięcie wodrowe wywołane wydzieleniem się faz wodorokowych. To ostatnie może przebiegać nawet po kilku dziesiątkach lat. Choć uważa się niebezpieczeństwo degradacji zużytego paliwa za niewielkie, to brak jest zdaniem autora doniesień testów wskazujących, na ile materiały i konstrukcja kontenera są odporne na działanie radiacji i środowiska w długim okresie.

Materiały w procesie przeróbki ropy naftowej

W przetwórstwie ropy naftowej problemy materiałowe związane są z rozdziałem ropy na poszczególne frakcje.

Niszczenie w tym przypadku jest klasycznym wysoko-temperaturowym atakiem wodorowym. Zazwyczaj, ze względu na duże masy i koszty, stosowane są stale nie-stopowe i niskostopowe z dodatkiem molibdenu i chromowo-molibdenowe. Stale te są stosowane na elementy pracujące w podwyższonej temperaturze: rury pieców, płaszcze wymienników ciepła, separatory, rurociągi. Ze stali 1,25Cr–0,5Mo, 2,25Cr–1Mo, 3Cr–1Mo buduje się zbiorniki reaktorów. W budowie wysokociśnieniowych wodorowych reaktorów stosuje się również stale 2,25Cr–1Mo i 3Cr–1Mo zmodyfikowane wanadem. Stale nierdzewne wysokochromowe używane są do wytwarzania elementów zagrożonych korozją wysokotemperaturową. W przypadku instalacji bez wodoru pojawia się w instalacjach wysokotemperaturowa korozja siarkowa związana z tworzeniem się produktów korozji i z ubytkami materiału na powierzchni, jak też z degradacją mikrostruktury stali i powstawaniem produktów korozji pod powierzchnią stali. W przypadku wysokociśnieniowych reaktorów wodorowych pracujących w temperaturach 280–480°C stosowane są obecnie stale nowej generacji: 2,25Cr–1Mo–0,25V (mikrododatki Nb, Ca, Ti, B), stal 3Cr–1Mo–0,25V–Ti–B oraz stal 3Cr–1Mo–0,25V–Nb–Ca. Stężenie rozpuszczonego wodoru w stali w czasie pracy wynosi 6–7 ppm, krytyczne wartości w czasie chłodzenia zbiornika to temperatura < 150°C, a stężenie wodoru > 3 ppm. Drobne, równomiernie rozmieszczone węgliki w stalach z wanadem służą jako bardziej skuteczne pułapki wodoru, powodujące spadek współczynnika dyfuzji wodoru i wzrost odporności na kruche pękanie.

Materiały w energetyce cieplnej

W przypadku urządzeń energetycznych, tj. kotłów, rurociągów pary, zbiorników, turbin, armatury itp. stosowane są przede wszystkim stal do pracy w podwyższonych temperaturach. Są to stale żarowytrzymałe o osnowie ferrytycznej i austenitycznej. W przypadku stali pierwszej grupy używane są stale węglowe i stopowe o bardzo różnicowanej zawartości pierwiastków stopowych, w zależności od przeznaczenia. Za najwyższą temperaturę pracy stali stopowych ferrytycznych przyjmuje się 550–580°C, austenitycznych i martenzytycznych co najwyżej 600°C. Istnieje wiele czynników, które powodują ciągły rozwój tych grup stali i szukanie materiałów wśród stopów innych metali. Jednym z nich jest konieczność podwyższenia

sprawności cieplnej bloków energetycznych przez wzrost ciśnienia i temperatury pary. Sposobem na to jest modernizacja bloków przez wprowadzanie instalacji pracujących w warunkach nadkrytycznych, czyli co najmniej 550°C i 300 barów ciśnienia pary. Rozwiązania materiałowe tego problemu nie są łatwe, bowiem takie warunki środowiskowe zdolne są do rozkładu niemal wszystkich materiałów, w tym zwłaszcza tworzyw metalowych. Stosowanie ceramiki jako materiałów konstrukcyjnych jest wykluczone z uwagi na ich kruchość, tworzywa metalowe o najlepszych właściwościach są bardzo drogie, ale przyszłość może leżeć w rozwoju materiałów kompozytowych lub materiałów z warstwami ceramicznymi, o ile uda się zapobiegać ich odwarstwianiu, zwłaszcza przy zmiennych gradientach temperatur i ciśnień.

Innym problemem jest równoczesne występowanie w blokach energetycznych obciążeń mechanicznych pochodzących od ciśnienia wewnętrznego, obciążenia ciągłego masą własną, reakcji mechanicznych konstrukcji, wreszcie występowania wspomnianych gradientów temperatur i ciśnień. Powoduje to występowanie zjawiska pełzania, zmęczenia cieplnego i mechanicznego. Kotły ulegają uszkodzeniom najczęściej wskutek pełzania, korozji wysokotemperaturowej od strony spalin, korozji parowo-wodnej od strony pary, erozji wywołanej przez gorący popiół, pękaniu wodorowemu, zmęczeniu korozyjnemu. Przegrzewacze pary degradują się w wyniku przede wszystkim przegrzania materiału. Uszkodzenia turbin i generatorów wywoływane są pełzaniem, zmęczeniem niskocyklowym, korozją i erozją, degradacją wewnętrzną mikrostruktury. Najbardziej narażone są wirniki i łopatki; wirniki wskutek pęknięcia, łopatki w wyniku także pęknięcia zmęczeniowego, zmęczenia korozyjnego, korozji wżerowej i erozji.

Jak widać, potencjalne czynniki wywołujące degradację są rozmaite, a propozycje zapobiegania im sprowadzają się często do unikania nadmiernych stężeń węgla w stalach i staliwach. Jednakże w takim przypadku niezbędny wydaje się rozwój stali i staliw stopowych, w których żaroodporność i wytrzymałość mechaniczna zapewniona będzie przez inne pierwiastki stopowe. W celu uniknięcia nadmiernego wzrostu kosztów proponowano stosowanie azotu jako pierwiastka powodującego wytworzenie martenzytu azotowego w staliwach, miedzi dla poprawienia lejułości, wreszcie staliw martenzytycznych Cr–Ni–Cu i ferrytyczno-austenitycznych „duplex” Cr–Ni–Mo–Cu.

W przypadku stosowania jako paliw słomy i odpadów powstaje szczególnie agresywne środowisko wskutek obecności dużej ilości wody i związków siarki, a zatem zagrożenie korozją elektrolityczną lub niskotemperaturowym atakiem wodorowym. Rozwój materiałów na ruszty dla takich paliw jest powolny, a stosowanie np. rusztów ze stopów aluminium nie wydaje się nadzwyczaj skuteczne. Warto zastanowić się nad rozwojem materiałów kompozytowych, np. opartych na składzie osnowa stopu aluminium – wzmocnienie z tlenku glinu. Alternatywą mogą być inne metale lekkie, jak choćby tytan w formie stopów, także jako element materiału kompozytowego.

Materiały w elektrowniach nuklearnych

Obecnie problemy materiałowe związane z wytwarzaniem energii w elektrowniach nuklearnych i stosowanymi materiałami konstrukcyjnymi, zwłaszcza dla nowoczesnych reaktorów ciśnieniowych lekkowodnych (Pressurised Water Reactor PWR) wydają się w dużym stopniu opanowane, a rozwój materiałów w tym obszarze skupia się w państwach posiadających zaawansowane technologie nuklearne. Istotnym natomiast zagadnieniem, po ostatniej katastrofie nuklearnej, staje się rozwój nowych stopów cyrkonu stosowanych jako koszulki na paliwo nuklearne. W warunkach katastrof nuklearnych typu LOCA (Loss of Coolant Accident) lub RIA (Reactivity-initiated Accident) woda stosowana do obniżenia temperatury paliwa nuklearnego rozkłada się na tlen i wodór. Powstający wodór reaguje bardzo szybko z warstwą tlenkową stopu cyrkonu, która w temperaturach rzędu 1000 do 1050°C staje się warstwą bezpostaciową ulegającą łuszczeniu. Oba te mechanizmy, przemiany strukturalnej warstwy tlenkowej i reakcji chemicznej z wodorem, doprowadzają do odsłonięcia powierzchni stopu pozbawionej naturalnej osłony tlenkowej i szybkiego pochłaniania wodoru już w ciągu pierwszych krytycznych 500 sekund katastrofy. Wnikający wodór powoduje tworzenie się wodorków cyrkonu i następnie tworzenie i szybki rozwój pęknięć wodorowych, aż wreszcie defragmentację koszulki cyrkonowej. Obecne prace badawcze zmierzają do wytworzenia stopów cyrkonu z warstwą tlenkową o większej stabilności w wysokich temperaturach.

Materiały w elektrowniach wiatrowych

W przypadku elektrowni wiatrowych stosowane są tradycyjne materiały konstrukcyjne i ich użytkowanie na na-

stręcza większych trudności. Podstawowym problemem materiałowym jest wytwarzanie magnesów magazynujących energię elektryczną. Ich ważnym składnikiem jest neodym, pierwiastek rzadki i bardzo kosztowny, używany w dużych ilościach, a ściślej jego stop Nd2Fe14B. Ponad 90% tego pierwiastka wydobywane jest w formie dwóch minerałów w Chinach. Celowe wydaje się kontynuowanie badań w kierunku wytworzenia magnesów prądu stałego mniej kosztownych i opartych na surowcach europejskich, co jednak nie jest łatwe.

Podsumowanie

Rozwój energetyki konwencjonalnej i niekonwencjonalnej wymaga nowych rozwiązań technicznych. W równym jednak stopniu wzrost efektywności energetycznej, spadek kosztocłonności procesów związanych z dostarczaniem energii oraz zmniejszenie zagrożeń dla środowiska determinowane są przez rozwój nowych materiałów dla potrzeb energetyki. Przedstawione w publikacji charakterystyki wybranych obszarów eksploracji i eksploatacji złóż surowcowych, wytwarzania i przesyłania energii oraz zagospodarowania produktów odpadowych wskazują, mimo swojej fragmentaryczności, na celowość intensywnego prowadzenia badań rozwojowych i wdrożeniowych, w pewnym stopniu także badań podstawowych, finansowanych z powodu wysokich kosztów i dużego ryzyka wspólnie przez instytucje rządowe i zainteresowane przedsiębiorstwa. Istotnym elementem takich badań powinny być ocena ryzyka degradacji materiałów i rozwój sposobów ich zapobiegania, co może istotnie przyczynić się do obniżenia długoterminowych kosztów związanych z energetyką. Pokazane w publikacji problemy nie wyczerpują katalogu zagadnień materiałowych ważnych dla energetyki, jednak wskazują na podstawowe, zdaniem autora, kierunki prac badawczo-rozwojowych. Wybór tematyki powinien zależeć od stopnia zaawansowania badań krajowych i wykonywanych we współpracy z zagranicą, aktualnej polityki rządu i przedsiębiorstw, w tym bieżącej polityki energetycznej, modelu miksu energetycznego dla Polski, prognozy dla energetyki światowej w perspektywie do 2050 roku.

PROF. DR HAB. INŻ. ANDRZEJ ZIELIŃSKI

Politechnika Gdańska, Węzeł Innowacyjnych Technologii,
Centrum Zaawansowanych Materiałów

EVENTS

12 ◆ JANUSZ PIECHOCIŃSKI, DEPUTY PRIME MINISTER POLAND NEEDS A DIVERSIFIED ENERGY MIX

Cogeneration is an important part of Poland's energy system. In May, the parliament adopted an amendment to the energy bill, including resuming a support system by the end of 2018. The solution is addressed at electricity and heat producers from high efficiency cogeneration. This is important, because support for such energy producers guarantees at least 10 per cent fuel savings that sometimes increase to as much as 25 per cent.

16 ◆ MACIEJ GRABOWSKI, MINISTER OF ENVIRONMENT COGENERATION WILL BE PROMOTED

„The highest value is stored in this kind of the energy the usage of which could be reduced, or still – avoided altogether. This way, we can limit our environmental impact and save resources for future generations. The energy efficiency is the key. Launching advanced cogeneration techniques will continue to be financed by the National Fund for Environmental Protection and Water Management

18 ◆ JAROSŁAW NIEWIEROWICZ, LITHUANIAN MINISTER OF ENERGY WE PUT OUR BETS ON COGENERATION. THIS IS THE FUTURE OF THE ENERGY SECTOR

When Ignalina power plant still operated, Lithuania was able to provide its citizens with inexpensive electricity and even to export its surpluses; the problem of competitive power generation had not occurred then. After Ignalina nuclear power plant had been closed down, the situation has changed dramatically, forcing Lithuanian authorities to look for new, possibly inexpensive energy sources. Finally, they set for natural gas-fired combined heat and power plants that make reliable, local sources of electricity.

22 ◆ PROF. WOJCIECH LISIEWICZ GERMANY'S SUPPORT FOR COMBINED HEAT AND POWER GENERATION

The article presents legal mechanisms and basic rules regarding support for cogeneration in Germany, for instance an obligation to connect the cogeneration sources and to collect the energy it generates; a ban on pushing out the existing cogeneration and awarding newly launched installations with so-called cogeneration premium.

25 ◆ AGNIESZKA CHILMON COGENERATION – A SOLUTION TO CO₂ REDUCTIONS

Reducing greenhouse gases emission is one of the EU's three goals in the area of climate protection. According to the approved climate-energy package, by 2020 the greenhouse gas emissions should be reduced by 20 per cent as compared to the basic year of 1990. (...) The electricity and heat generation process in high efficiency cogeneration, as one the most effective ways to transform primary energy, successfully contributes to reducing greenhouse gas emissions.

28 ◆ KAROL MANYS CLEAN ENERGY FOR WARSAW – REPORT FROM A SCIENTIFIC- -TECHNICAL CONFERENCE

At Warsaw Sierkiei combined heat and power plant, PGNiG TERMIKA is finalizing strategic investments from environmental point of view. The projects, worth almost PLN 1 billion, helped to reduce emissions of sulfur dioxide and nitrogen oxides. This is the largest investment of this type in Warsaw and one of the largest in Poland. And all of that takes place during the period of uncertainty regarding cogeneration's future in Poland. What kind of chances and threats the technology faces? The Scientific-Technical Conference "Clean Energy for Warsaw" tried to answer these questions.

35 ◆ HANNA GRONKIEWICZ-WALTZ, PRESIDENT OF WARSAW WE SEE PGNIG TERMIKA'S PLANS AS AN OPENING OF A NEW CHAPTER, WARSAW MAYOR STRESSES

Since 1950s, Warsaw has been heated with so-called systemic heat. Looking at the solution from today's perspective, one has to say that it was a good choice. The air in the capital city is not polluted with poisonous fumes and emissions of harmful substances being emitted by households. Warsaw does not have a smog problem, like many other towns and cities, especially in the south of the country. I am very happy with PGNiG TERMIKA's plans. We see them as an opening of a new chapter in the history of ensuring clean energy for Warsaw.

HEAT ENGINEERING

38 ◆ PROF. JÓZEF PASKA ADAM IWAN PROSPECTS OF PROSUMER'S COGENERATION

The article presents a potential impact of dispersed energy sources on the electro-energetic system's functioning. Legal regulations that accompany the development of the dispersed generation, including cogeneration, will force additional investment into the distribution network. The text describes micro generation technologies and presents tentative costs of investment necessary to launch the outlined technologies. It also lists solutions that exist on the European market and are available for households.

46 ◆ ZBIGNIEW KOZŁOWSKI MIŁOSZ TOMASIK INTEGRATED PERMITS

The amendment to the environmental bill approved by the Sejm launches a number of significant changes to regulations related to environmental permits, including integrated permits. The text outlines key procedural questions related to the subject, highlighting their practical dimension and possible consequences for the economic circulation.

49 ◆ EWA RUTKOWSKA-SUBOCZ CORE REPORT ON THE IED DIRECTIVE

In terms of the changes launched by the amended environmental bill, industry is concerned about the obligation to draft so-called core report defined as the initial report. The text makes the reader familiar with the problems related to transferring the IED directive to the reality of Polish law.

54 ◆ ARTUR ZAJĄC WIESŁAW JAMIOŁKOWSKI HYDRARGYRUM...OR MERCURY AS THE MAIN SUSPECT

Among many substances with adverse impact on human health and life as well as the environment, it is mercury that raises growing interest. Despite the fact that the element is present in trace amounts, due to its highly toxic nature it poses a serious danger. Thus, it is not surprising that mercury and its emissions become a subject of the new legal regulations both at the global and the European level.

GAS INDUSTRY

- 62** ◆ PROF. JANUSZ SKOREK
WOJCIECH KOSTOWSKI
PAWEŁ BARGIEL
**TECHNICAL AND ECONOMIC
DETERMINANTS TO USE
NATURAL GAS EXPANDERS**

The use of gas expanders in the transmission and distribution system as well as by the gas consumers with own reduction stations raises growing interest. This is a result of an attractive possibility to recycle the energy previously put into gas compression (natural or artificial). Contrary to many European countries, gas expanders are not included into Poland's transmission and distribution system (only few units installed off the transmission system).

- 66** ◆ PROF. WŁADYSŁAW
MIELCZARSKI
**GAS AND COGENERATION WILL
HELP TO REDUCE EMISSIONS**

Many „environmental” organizations are so involved into fighting coal-fired power plants that they seem to ignore the fact that not large power plants or coal-fired CHPs, but so-called low emission sources are responsible for most CO₂ emissions and almost 80 per cent of emissions of others, strongly poisonous substances. The problem has been publicized, but a systemic solution is still far away. Low emissions and poisonous fumes from households are not large cities' problem – they become increasingly important in villages and small towns.

- 68** ◆ MIKOŁAJ STASIAK
**PUBLIC AID FOR HIGH EFFICIENT
COGENERATION**

On 9 April 2014, the European Commission adopted new guidelines on public aid for the environmental protection and energy sector in 2014-2020. The guidelines are a part of the reform of the public aid regulations defined by State Aid Modernization.

- 71** ◆ PROF. TOMASZ DOBSKI
RAFAŁ ŚLEFARSKI
**DISPERSED COGENERATION
BASED ON LOW-POWER GAS
ENGINES AND TURBINES, WITH
PARTICULAR EMPHASIS ON
LOW-CALORIE NATURAL GAS
FEED**

The discussion on Poland's energy development strategy is an ongoing one. This is typical for most countries of the world and is related to durability of changes that take place in the market of primary energy sources as well as technologies that are to generate electric power and heat. The durability of change cycles is the main reason behind difficulties to assess trends in energy sector development in a time horizon of between ten to twenty years. The trends could be defined within a certain closed framework: from nuclear energy to dispersed energy sector based on natural gas combustion.

POWER ENGINEERING

- 82** ◆ JULIUSZ JANKOWSKI
**POWER MARKET – A CHANCE
FOR COGENERATION IN
POLAND?**

A single European model of the energy market, albeit not launched yet, is getting less frequently perceived as an effective tool to ensure energy security. Lack of conditions to create new capacities as well as the rising threat of blackouts, post danger to safe energy deliveries. Hence, Europe has been already looking for new solutions that could ensure financial mechanism for maintaining the necessary capacity levels.

- 89** ◆ PROF. ANDRZEJ ZIELIŃSKI
**MATERIALS IN ENERGY SECTOR
AND THEIR DEGRADATION**

Since Paleolithic period, humans have focused their needs on key issues important for their existence. They were always problems closely related to owning, generating and processing materials that could provide food, security, expansion as well and surviving in sometimes harsh climate conditions: materials necessary to produce energy. The text presents a concise and comprehensive material issues related to all stages of energy generation, from exploration to recycling.



Zeszyt Naukowo-Techniczny CGE – Ciepłownictwo – Gazownictwo – Elektroenergetyka

Redaktor naczelny: Jerzy Loch

PGNiG TERMIKA SA, ul. Modlińska 15, 03-216 Warszawa

tel. 22 587 49 00

cge@termika.pgnig.pl

www.termika.pgnig.pl

Wydawca: Gremi Business Communication Sp. z o.o. – ul. Prosta 51, 00-838 Warszawa, tel. 22 463 03 00



CIEPŁOWNICTWO – GAZOWNICTWO – ELEKTROENERGETYKA