

**ADAM GAWĘDA**

SECRETARY OF STATE AND GOVERNMENT PLENIPOTENTIARY FOR THE RESTRUCTURING OF COAL MINING
SEKRETARZ STANU, PEŁNOMOCNIK RZĄDU DO SPRAW RESTRUKTURYZACJI GÓRNICTWA WĘGLA KAMIENNEGO.

THE SITUATION OF COAL MINING IN POLAND LARGELY DEPENDS ON THE CONDITION OF WORLD MARKETS
SYTUACJA GÓRNICTWA WĘGLOWEGO W POLSCE W DUŻEJ MIERZE ZALEŻY OD KONDYCJI RYNKÓW ŚWIATOWYCH

ENERGY / ECONOMY / NEW TECHNOLOGIES

POLISH ENERGY BRIEF

10-12 2019
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

ISSUE NO. 04/2019 (VOLUME 04)

**CELE KLIMATYCZNE
WKRAČAJĄ**
DO UNIJNEGO SEKTORA
FINANSOWEGO

CLIMATE GOALS ARE ENTERING THE EU FINANCIAL SECTOR

**CARBOCHEMISTRY**

- THE SCIENCE OF THE
SUN ENCHANTED IN
BLACK STONE
KARBOCHEMIA
- NAUKA O SŁONCU
ZAKŁĘTYM W CZARNYM
KAMIENIU

**INTEGRATING
SOLAR AND WIND
SOURCES**

IN POWER SYSTEMS
**INTEGRACJA ŹRÓDEŁ
SŁONECZNYCH
I WIAТРOWYCH**
W SYSTEMACH ELEK-
TROENERGETYCZNYCH

**WASTE CAN
SUPPLEMENT**

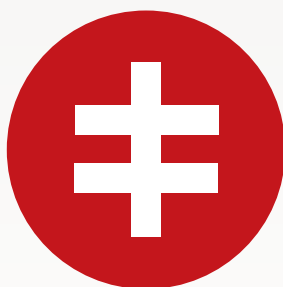
THE POLISH
ENERGY MIX
**ODPADY MOGĄ
UZUPEŁNIĆ**
POLSKI MIKS
ENERGETYCZNY

**THE NEW RES
AUCTION SYSTEM
IN POLAND**

**NOWY SYSTEM
AUKCJI OZE**
W POLSCE

EKSPERCI / ANALIZY / MEDIA

#RYNEKOPINII



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI



www.jagiellonski.pl

FOREWORD SŁOWO WSTĘPNE



The Green Deal - another edition of Europe's idea to heal the natural environment in deep crisis - has just seen the light of day. Notwithstanding its political underpinnings, the important message is that we continue to feel responsible for the world we live in and take on board the need for a conscious, purposeful and systemic change. Although the future is still marked with more questions than answers, it is with much certainty that the energy industry - evolving towards distributed renewables - will play a pivotal role in this transition. At Polish Energy Brief, we try to identify, analyse and discuss the key energy challenges in hope of providing valuable insights to the industry and supporting it in its journey towards a new, better tomorrow.

Zielony Ład - najnowszy pomysł Europy na uzdrowienie poważnie nadwyrężonego środowiska naturalnego - ujrzał niedawno światło dzienne. Abstrahując od jego uwarunkowań politycznych, kluczowym przesłaniem jest to, abyśmy czuli się odpowiedzialni za otoczenie, w którym funkcjonujemy i rozumieli potrzebę świadomej, celowej i systemowej zmiany. Mimo iż przyszłość to nadal więcej pytań niż odpowiedzi, z dużą dozą pewności możemy stwierdzić, że energetyka - ewoluująca w kierunku rozproszonych źródeł odnawialnych - odgrywać będzie kluczową rolę w tej transformacji. Na łamach Polish Energy Brief staramy się identyfikować, analizować i omawiać kluczowe wyzwania dla energetyki w nadziei wspierania sektora w jego podróży w stronę nowego, lepszego jutra.

Marcin Roszkowski

PRESIDENT OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE,
EDITOR OF POLISH ENERGY BRIEF
PREZES INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO,
WYDAWCA POLISH ENERGY BRIEF

POLISH ENERGY BRIEF

PUBLISHER / WYDAWCA

**INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI**

ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa
jagiellonski.pl

CONTACT US / KONTAKT

kamil.moskwik@jagiellonski.org

©Copyright by Instytut Jagielloński
All rights reserved.
Wszelkie prawa zastrzeżone.

Warsaw, September 2019
Warszawa, wrzesień 2019

PRODUCTION
PROJECT AND PRODUCTION
PROJEKT I PRODUKCJA
BBW SP. Z O. O.



NOWEMEDIA24.PL

MARCIN ROSZKOWSKI
PRESIDENT
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
PREZES INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
WYDAWCA POLISH ENERGY BRIEF

KAMIL MOSKWIK
EXECUTIVE DIRECTOR
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
DYREKTOR WYKONAWCZY
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
RED. NACZELNY POLISH ENERGY BRIEF

PIOTR PERZYNA
PUBLISHING DIRECTOR
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
DYREKTOR WYDAWNICTW
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
PRODUCENT POLISH ENERGY BRIEF

JUSTYNA MOSKWIK
COORDINATOR OF THE ENGLISH SECTION
KOORDYNATOR SEKCJI ANGLOJĘZYCZNEJ

MAGDALENA BOBROWSKA
EDITOR OF THE POLISH ENERGY BRIEF
REDAKTOR POLISH ENERGY BRIEF

PATRYCJA RAPACKA
EDITOR OF THE POLISH ENERGY BRIEF
AND BIZNESALERT.PL
REDAKTOR POLISH ENERGY BRIEF
I BIZNESALERT.PL

TRANSLATED BY
TŁUMACZENIE
BETTER HORIZONS
www.betterhorizons.pl



PARTNER / PARTNER



12



48

34

TABLE OF CONTENTS SPIS TREŚCI

- 6** POLAND NEEDS **NEW INVESTMENTS
IN THE COAL INDUSTRY**
POLSCIE POTRZEBNE SĄ **NOWE INWESTYCJE
W WĘGIEL**
- 12** **CLIMATE GOALS ARE ENTERING
THE EU FINANCIAL SECTOR**
**CELE KLIMATYCZNE WKRAČAJĄ
DO UNIJNEGO SEKTORA FINANSOWEGO**
- 18** **WASTE CAN SUPPLEMENT
THE POLISH ENERGY MIX**
**ODPADY MOGĄ UZUPEŁNIĆ
POLSKI MIKS ENERGETYCZNY**



6



32



18



54



64



24



40

24 CARBOCHEMISTRY
- THE SCIENCE OF THE SUN
ENCHANTED IN BLACK STONE
KARBOCHEMIA
- NAUKA O SŁOŃCU
ZAKŁĘTYM W CZARNYM KAMIENIU

32 2019 UNDER THE SIGN OF ENERGY.
WHAT AWAITS US IN 2020?
2019 ROK POD ZNAKIEM ENERGETYKI.
CO CZEKA NAS W 2020 ROKU?

40 THE DEVELOPMENT OF DISTRIBUTED ENERGY
REQUIRES A NEW APPROACH
TO ENERGY TRADING
ROZWÓJ ENERGETYKI ROZPROSZONEJ
WYMAGA NOWEGO PODEJŚCIA
DO HANDLU ENERGIĄ

48 DEVELOPMENT OF THE ENERGY MIX
IN THE COMING DECADE
ROZWÓJ MIKSU ENERGETYCZNEGO
W NADCHODZĄCEJ DEKADZIE

54 INTEGRATING SOLAR AND WIND SOURCES
IN POWER SYSTEMS
KEY TECHNICAL CHALLENGES
INTEGRACJA ŹRÓDEŁ SŁONECZNYCH
I WIATROWYCH W SYSTEMACH
ELEKTROENERGETYCZNYCH
KLUCZOWE WYZWANIA TECHNICZNE

64 THE NEW RES AUCTION SYSTEM
IN POLAND
NOWY SYSTEM AUKCJI OZE
W POLSCE

TEAM,
**AUTHORS
AND GUESTS**
ZESPÓŁ,
**AUTORZY
I GOŚCIE**

**POLISH
ENERGY**
BRIEF



MARCIN ROSZKOWSKI
PRESIDENT
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
PREZES INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
WYDAWCA POLISH ENERGY BRIEF



KAMIL MOSKWIK
EXECUTIVE DIRECTOR
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
HEAD OF THE POLISH ENERGY BRIEF
DYREKTOR WYKONAWCZY
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
RED. NACZELNY POLISH ENERGY BRIEF



PIOTR PERZYNA
PUBLISHING DIRECTOR
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
DYREKTOR WYDAWNICTW
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
PRODUCENT POLISH ENERGY BRIEF



JUSTYNA MOSKWIK
COORDINATOR OF ENGLISH SECTION
KOORDYNATOR SEKCJI ANGLOJĘZYCZNEJ



MAGDALENA BOBROWSKA
EDITOR OF THE POLISH ENERGY BRIEF
REDAKTOR POLISH ENERGY BRIEF



JACEK FIOR
LANGUAGE CONSULTATION
KONSULTACJA JĘZYKOWA



BARTŁOMIEJ SAWICKI
BIZNESALERT.PL EDITOR
REDAKTOR PORTALU BIZNESALERT.PL



ADAM GAWĘDA

SECRETARY OF STATE AND GOVERNMENT
PLENIPOTENTIARY FOR THE RESTRUCTURING
OF COAL MINING
SEKRETARZ STANU, PEŁNOMOCNIK RZĄDU
DO SPRAW RESTRUKTURYZACJI GÓRNICTWA
WĘGLA KAMIENNEGO.



PIOTR GÓRNIK

HEAD OF HEATING AND COOLING
AT FORTUM IN POLAND
DYREKTOR DS. ENERGETYKI
CIEPLNEJ, FORTUM W POLSCE



RADOSŁAW GNUTEK

ENERGY EXPERT
EKSPERT DS. ENERGETYKI



PAWEŁ WRÓBEL

FOUNDER AND HEAD OF "GATE BRUSSELS",
CONSULTING COMPANY FOCUSED ON THE
EU ENERGY AND CLIMATE POLICY.
ZAŁOŻYCIEL I SZEF "GATE BRUSSELS", FIRMY
KONSULTINGOWEJ ZAJMUJĄCEJ SIĘ UNIJNĄ
POLITYKĄ ENERGETYCZNĄ I KLIMATYCZNĄ.



PROF. DR HAB. INŻ. ANDRZEJ JASIŃSKI

FORMER ADVISOR TO THE DEPUTY PRIME MIN-
ISTER AND MINISTER OF ECONOMY AS WELL
AS THE CHIEF INSPECTOR OF ENVIRONMENTAL
PROTECTION
B. DORADCA WICEPREMIERA I MINISTRA
GOSPODARKI ORAZ GŁÓWNEGO INSPEKTORA
OCHRONY ŚRODOWISKA



KRYSTIAN KRUPA

POWER SECTOR MODELLING AND ANALYTICS
EXPERT, JAGIELLONIAN INSTITUTE
EKSPERT DS. MODELOWANIA I ANALITYKI
SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ, INSTITUT
JAGIELLOŃSKI



CHRISTIAN SCHNELL

ENERGY EXPERT
LEGAL ADVISER AND PARTNER IN SOLIVAN
EKSPERT W DZIEDZINIE ENERGETYKI
RADCA PRAWNY I PARTNER W SOLIVAN



REMIGIUSZ NOWAKOWSKI

PRESIDENT OF DISE
(DOLNOŚLĄSKI INSTYTUT STUDIÓW
ENERGETYCZNYCH – LOWER SILESIA
INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES)
PREZES DOLNOŚLĄSKIEGO INSTYTUTU
STUDIÓW ENERGETYCZNYCH



PATRYCJA RAPACKA

EDITOR OF THE POLISH ENERGY BRIEF
AND BIZNESALERT.PL
REDAKTOR POLISH ENERGY BRIEF
I BIZNESALERT.PL



PIOTR STĘPIŃSKI

BIZNESALERT.PL EDITOR
REDAKTOR PORTALU BIZNESALERT.PL



MAGDALENA KUFFEL

ENERGY SECTOR EXPERT
EKSPERT RYNKU ENERGII

POLAND NEEDS **NEW INVESTMENTS IN THE COAL INDUSTRY**

POLSCE POTRZEBNE SĄ
**NOWE INWESTYCJE
W WĘGIEL**



PIOTR STĘPIŃSKI
BIZNESALERT.PL EDITOR
REDAKTOR PORTALU BIZNESALERT.PL



ADAM GAWĘDA

SECRETARY OF STATE AND GOVERNMENT
PLENIPOTENTIARY FOR THE RESTRUCTUR-
ING OF COAL MINING
SEKRETARZ STANU, PEŁNOMOCNIK RZĄDU
DO SPRAW RESTRUKTURYZACJI GÓRNIC-
TWA WĘGLA KAMIENNEGO.

What does liquidation of the Ministry of Energy and transfer of duties to the Ministry of State Assets mean for mining?

Such action is aimed at improving the management of state assets, i.e. enterprises, institutes and authorities. On the one hand, the Minister of State Assets will possess full knowledge of the situation in the supervised entities, and on the other hand, knowledge of the economic situation, which in turn will be reflected in the strategy and developmental directions of the supervised entities.

Recently you said that the perspective of the Polish mining industry is not a dynamic development, but rather its stabilization and adjustment to the market. However, the results of this branch of industry are getting worse every year. Mining and sales of coal are falling. Is its extraction in Poland still profitable and can our country afford to maintain this sector? Especially since our coal resources are said to last for 200 years.

The situation of coal mining in Poland largely depends on the condition of world markets, and especially on coal prices in the largest ports. If we were to analyse global coal prices and the situation of mining companies in Poland, we would observe overlapping business cycles. This is a normal economic process, which applies to every industry, not only mining.

Currently in Poland about 77% of electricity is produced from coal. It is not possible to suddenly and rapidly abandon the consumption of this raw material. The transformation of the energy sector will take place, but on the basis of sustainable principles and enabling safe transition to a zero-emission economy, in other words as a complete balancing of emissions with absorption.

According to the International Energy Agency's annual report World Energy Outlook published on 13th November 2019, global hard coal demand in 2018 increased for the second time in a row, driven mainly by an increase in electricity demand in Asia. The IEA assumes that over the next 20 years the world's demand for coal will be almost as high as it is today, i.e. about 6 billion tonnes per year, and its share in primary energy will fluctuate around 25%.

There is also a lot of talk about the fact that Poland needs new mines, but, as I mentioned, the profitability of the mining industry is getting lower (in some cases it's actually being subsidised). Meanwhile, in the previ-

Co dla górnictwa oznacza likwidacja Ministerstwa Energii i przekazanie kompetencji do Ministerstwa Aktywów Państwowych?

Takie działanie ma na celu usprawnienie zarządzania aktywami państwowymi, tj. spółkami, instytucjami i organami. Minister aktywów państwowych z jednej strony będzie miał pełną wiedzę o sytuacji w nadzorowanych podmiotach, a z drugiej strony wiedzę o sytuacji gospodarczej, co z kolei będzie przekładało się na strategię i kierunki rozwoju nadzorowanych podmiotów.

Niedawno mówił Pan, że perspektywa polskiego górnictwa to nie dynamiczny rozwój, a raczej jego stabilizacja i dopasowanie do rynku. Jednak z roku na rok wyniki tej dziedziny przemysłu są coraz gorsze. Spada wydobywanie i sprzedaż węgla. Czy jego wydobywanie w Polsce jest jeszcze opłacalne i czy nasz kraj stać na utrzymywanie tego sektora? Tym bardziej, że nasze zasoby węgla mają podobno wystarczyć na 200 lat.

Sytuacja górnictwa węglowego w Polsce w dużej mierze zależy od kondycji rynków światowych, a szczególnie od cen węgla w największych portach. Jeżeli prześledzilibyśmy ceny węgla na świecie i sytuację spółek górniczych w Polsce, to zaobserwowalibyśmy nakładanie się cykli koniunkturalnych. To normalny ekonomiczny proces, który dotyczy każdej branży, nie tylko wydobywczej.

Obecnie w Polsce ok. 77% energii elektrycznej produkuje się z węgla. Nie jest możliwe nagłe, gwałtowne odejście od zużycia tego surowca. Transformacja energetyki będzie następowała, ale na zasadach zrównoważonych i umożliwiających bezpieczne dojście do gospodarki zeroemisyjnej, rozumianej jako całkowite zbilansowanie emisji z pochłanianiem.

Zgodnie z opublikowanym w dniu 13 listopada 2019 r. corocznym raportem Międzynarodowej Agencji Energetycznej World Energy Outlook światowy popyt na węgiel kamienny w 2018 r. wzrósł po raz drugi z rzędu, napędzany głównie zwiększeniem się popytu na energię elektryczną w Azji. MAE zakłada, iż w horyzoncie nadchodzących 20 lat światowy popyt na węgiel wyniesie niemal tyle co obecnie, tj. ok. 6 mld ton rocznie, a jego udział w energii pierwotnej będzie oscylował na poziomie ok. 25%.

Wiele również mówi się o tym, że Polska potrzebuje nowych kopalń, ale tak jak wspominałem, rentowność górnictwa jest coraz niższa. Tymczasem w poprzedniej kadencji sejmu pojawił się projekt nowelizacji prawa geolo-

ous term of the Parliament, a draft amendment to the geological and mining law appeared, which aimed at simplifying coal mining in Poland. Will it come back in this term?

Poland needs new investments to increase profitability in the extraction of: coking coal, steam coal and lignite. We have a long-term perspective of using coal in the power industry. Energy production will be carried out in the following years in units with significantly higher efficiency and much lower environmental impact.

Since 1989, greenhouse gas emissions from the power sector have decreased by more than 33% and the efficiency of coal-fired power plants has increased by 10% since 2000. The hard coal mining sector has also changed. In 1989, employment was almost 420 thousand and extraction constituted 180 million tonnes. Today it is respectively 85 thousand people and 60 million tons. The transformation of the mining and energy sector is taking place before our eyes.

In 2020, investments in coal companies will be continued. In the whole sector, it will be mainly shaft deepening and expansion of extraction levels. Moreover, the construction of mines within the obtained concessions will start. Thanks to closer cooperation with scientific and research centres, it is planned to implement innovative solutions and better usage of mining machinery and equipment.

What is your idea for further development of the lignite sector in Poland? In your opinion, is the construction of a new open pit in Złoczew a good idea? Wouldn't it be better to spend those billions on building low- and zero-emission generation sources?

Let's consider for a moment what would happen if Złoczew isn't established. There will probably be a drop in electricity production at the Bełchatów Power Plant starting around 2029 and ending at zero in 2035. Therefore, the country's energy security will be impaired as the replacement of Bełchatów's potential (over 5 GW of power) in the near future seems unrealistic.

Undoubtedly, there would be a reduction in employment in the Bełchatów area from several tens of thousands to only a maximum of one thousand people working on the liquidation of the power plant and reclamation of the mine's final excavations. The compa-

gicznego i górniczego, która miała ułatwić wydobycie węgla w Polsce. Czy powróci on w tej kadencji?

Polsce potrzebne są nowe inwestycje zarówno w węgiel koksowy, energetyczny, jak i brunatny. Przed nami wieloletnia perspektywa wykorzystania węgla w energetyce. Produkcja energii będzie w kolejnych latach realizowana w jednostkach o istotnie większej sprawności i zdecydowanie mniejszym wpływie na środowisko.

Od 1989 r. emisja gazów cieplarnianych z sektora energetyki spadła o ponad 33%, a sprawność bloków węglowych od 2000 r. wzrosła o 10%. Sektor górnictwa węgla kamiennego również się zmienił. W 1989 r. zatrudnienie wynosiło prawie 420 tys. osób, a wydobycie prawie 180 mln ton. Dzisiaj jest to odpowiednio 85 tys. osób i 60 mln ton. Transformacja górnictwa i energetyki zachodzi na naszych oczach.

W 2020 r. kontynuowane będą inwestycje w spółkach węglowych. W skali całego sektora będzie to przede wszystkim pogłębianie szybów oraz rozbudowa poziomów wydobywczych. Rozpocznie się również budowa kopalń w ramach uzyskanych koncesji. Dzięki zacieśnieniu współpracy z ośrodkami naukowo-badawczymi planuje się wdrażanie innowacyjnych rozwiązań oraz lepsze wykorzystanie maszyn i urządzeń górniczych.

Jaki ma Pan pomysł na dalszy rozwój sektora węgla brunatnego w Polsce? Czy Pana zdaniem budowa nowej odkrywki w Złoczewie to dobry pomysł? Czy nie lepiej byłoby te kilka miliardów przeznaczyć na budowę nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwórczych?

Zastanówmy się przez chwilę, co by się stało, gdyby Złoczew nie powstał. Zapewne nastąpiłby spadek produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Bełchatów począwszy od około 2029 r. aż do zera w 2035 r. W związku z tym zachwiane zostałoby bezpieczeństwo energetyczne kraju, gdyż zastąpienie potencjału Bełchatowa (ponad 5 GW mocy) w najbliższej perspektywie wydaje się nierealne.

Bez wątpienia nastąpiłaby redukcja zatrudnienia w rejonie Bełchatowa z poziomu kilkudziesięciu tysięcy do zaledwie maksymalnie tysiąca osób, pracujących przy likwidacji elektrowni i rekultywacji wyrobisk końcowych w kopalni. Spółki zależne od PGE GiEK nie miałyby podstaw funkcjonowania. Ze względu na brak możliwości realizacji swoich usług musiałyby ograniczyć swoją działalność lub wręcz wycofać się z rynku, co w sposób naturalny przyczyniłoby się do negatywnej zmiany w obszarze zatrud-

nies depending on PGE GiEK would not have any basis for operation. Due to the lack of possibilities to provide their services, they would have to limit their activities or even withdraw from the market, which would naturally contribute to a negative change in employment and the Bełchatów region. In such a situation, the Bełchatów region would have no development prospects, and thus could fall into degradation. This is also due to the fact that the area would not have any assets that could encourage potential investors to develop their business. The professionals would start looking for work in other regions of Poland, due to the reduction and liquidation of jobs in the mine and power plant, and the Bełchatów region would start to depopulate.

These are serious consequences of the lack of investment in Złoczew. In my opinion, it is worth investing in this deposit and in the whole region.

The European Union's current energy and climate policy aims to decarbonise as soon as possible. Many countries are announcing the closure of coal-fired power plants and abandoning plans to build new ones. At the same time, Poland wants to build a new coal-fired power plant in Ostrołęka. Is this investment necessary?

In 2000, the United States and the European Union together accounted for 37% of world coal consumption, while China and India together accounted for 35% of consumption. Today, China and India consume more than four times more coal than the US and the EU combined. After two years of decline, global demand for coal increased by 1% to 7.58 billion tonnes in 2017. Meanwhile, Western Europe is increasing political pressure to eliminate coal - until 2023. France and Sweden will close their last coal mines and only Germany will remain a significant consumer of this raw material in this part of Europe.

Eastern and Southern Europe have a stable approach to coal, and new coal-based electricity generation capacities are being built in Greece, the Balkans and Poland. The energy transformation process must have an evolutionary character. Ostrołęka fits into this trend.

We mentioned climate policy. One of its elements is also achieving climate neutrality in 2050, but Poland opposes it. Is it only related to high transformation

nienia i regionu bełchatowskiego. W takiej sytuacji rejon bełchatowski byłby bez perspektyw rozwoju, a wręcz nastąpiłaby jego degradacja. Wynika to również z faktu, że obszar ten nie miałby atutów, które mogłyby zachęcić potencjalnych inwestorów do rozwoju biznesu. Fachowcy zaczęliby poszukiwać pracy w innych rejonach Polski, w związku z ograniczeniem i likwidacją miejsc pracy w kopalni i elektrowni, a region Bełchatowa zacząłby się wydłubiać.

To poważne konsekwencje braku inwestycji w Złoczewie. W mojej ocenie warto inwestować w to złożę i w cały region.

Obecna polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej dąży do możliwie jak najszybszej dekarbonizacji. Wiele państw zapowiada zamykanie elektrowni węglowych i porzuca plany budowy nowych. Równolegle Polska chce budować nowy blok węglowy w Ostrołęce. Czy ta inwestycja jest potrzebna?

W 2000 r. Stany Zjednoczone i Unia Europejska łącznie odpowiadały za 37% światowego zużycia węgla, a Chiny i Indie łącznie pokrywały wówczas 35% konsumpcji. Obecnie Chiny i Indie zużywają ponad czterokrotnie więcej węgla niż USA i UE w sumie. Po dwóch latach spadków światowe zapotrzebowanie na węgiel wzrosło w 2017 r. o 1% – do 7,58 mld ton. Tymczasem Europa Zachodnia zwiększa polityczną presję na wycofanie węgla – do 2023 r. Francja i Szwecja zamkną swoje ostatnie kopalnie węgla i tylko Niemcy pozostaną znaczącym konsumentem tego surowca w tej części Europy.

Europa Wschodnia i Południowa zachowują stabilne podejście do węgla, a nowe moce produkcji energii elektrycznej z węgla budowane są w Grecji, na Bałkanach i w Polsce.

Proces transformacji energetycznej musi mieć charakter ewolucyjny. Ostrołęka wpisuje się w ten trend.

Wspomnieliśmy o polityce klimatycznej. Jednym z jej elementów jest również osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku, ale Polska się temu sprzeciwia. Czy jest to tylko związane z dużymi kosztami transformacji, czy raczej z obroną węgla? W jednej z niedawnych wypowiedzi stwierdził Pan, że sprawiedliwa transformacja musi mieć charakter zapobiegawczy. Co to oznacza?

Istotne dla Polski są wydarzenia sprzed ostatnich dni.

costs or rather to defending coal? In one of your recent statements you said that a fair transformation must be preventive. What does that mean?

The events of recent days are important for Poland. For the first time in nearly 20 years, Poland was granted an exemption from the EU commitment to achieve climate neutrality in 2050. For the first time in nearly 20 years, the post-European Council's conclusions create a special exception for one of the countries of the Union which excludes the application of certain provisions based on the findings. Our voice is heard in the EU, we are a subjective and effective player and once again the weight of our arguments has convinced other EU partners to take this position. As the government of Law and Justice, we have achieved our goal: we have won for Poland much more time for the climate transformation.

Poland is one of the few countries in the European Union that has not set a date for the transition from coal. Do you think such a date should be set? If so, when should Poland break from coal?

The indication of a specific date for the departure from coal must be preceded by a detailed analysis, i.e. we must prepare a report on the costs of the energy transformation. The report should provide an answer to the question: what costs will Poland incur in order to transform itself into a zero-emission economy and how long can this process take place? It should also take into account all aspects of the transformation, i.e. not only costs related to the energy sector (generation, transmission, distribution, modernization, etc.), mining, coking or industry in the broad context, but also social costs (e.g. transformation on the labour market), infrastructure and environmental costs. The report should include all costs related to the transition to a zero-emission economy. I am interested in a study that can be presented in the forum of the European Commission and in talks with Brussels. A study that will be prepared by authorities in the economic field.

This is the work we have to do in Poland so that society knows how much each citizen will pay for the transformation. ■

Przypomnę tylko, że Polska uzyskała zwolnienie z zobowiązania UE do osiągnięcia neutralności klimatycznej na 2050 r. Po raz pierwszy od blisko 20 lat w konkluzjach po posiedzeniu Rady Europejskiej stworzono specjalny wyjątek dla jednego z państw Unii, który wyłącza stosowanie niektórych postanowień konkluzji. Nasz głos jest słyszalny w UE, jesteśmy podmiotowym i skutecznym graczem i po raz kolejny waga naszych argumentów przekonała pozostałych partnerów unijnych do zajęcia takiego stanowiska. Jako rząd Prawa i Sprawiedliwości zrealizowaliśmy nasz cel: wywalczyliśmy dla Polski znacznie więcej czasu na transformację klimatyczną.

Polska jako jedno z nielicznych państw w Unii Europejskiej nie określiła daty odejścia od węgla. Czy Pana zdaniem taka data powinna zostać wyznaczona? Jeżeli tak, to kiedy powinien nastąpić rozwój Polski z węglem?

Wskazanie konkretnego terminu odejścia od węgla musi być poprzedzone szczegółową analizą, tzn. musimy opracować raport na temat kosztów transformacji energetycznej. Raport powinien dać odpowiedź na pytanie: jakie koszty poniesie Polska w celu transformacji do gospodarki zeroemisyjnej i w jakim czasie proces ten może nastąpić? Powinien również uwzględniać wszystkie aspekty transformacji, tj. nie tylko koszty związane z energetyką (wytworzenie, przesył, dystrybucja, modernizacja itd.), górnictwem, koksownictwem czy szeroko pojętym przemysłem, ale także koszty społeczne (np. transformacja na rynku pracy), infrastrukturalne, środowiskowe. Raport powinien zawierać wszystkie koszty związane z dojściem do gospodarki zeroemisyjnej. Zależy mi na opracowaniu, które będzie można prezentować na forum Komisji Europejskiej i w rozmowach z Brukselą. Opracowaniu, które będzie przygotowane przez autorytety w dziedzinie gospodarki.

To praca, którą musimy wykonać w Polsce, po to by społeczeństwo wiedziało, ile każdy z obywateli zapłaci za transformację. ■

CLIMATE GOALS ARE ENTERING THE EU FINANCIAL SECTOR

CELE KLIMATYCZNE WKRAČAJĄ DO UNIJNEGO SEKTORA FINANSOWEGO



PAWEŁ WRÓBEL

FOUNDER AND HEAD OF "GATE BRUSSELS", CONSULTING COMPANY FOCUSED ON THE EU ENERGY AND CLIMATE POLICY.
ZAŁOŻYCIEL I SZEF "GATE BRUSSELS", FIRMY KONSULTINGOWEJ ZAJMUJĄCEJ SIĘ UNIJNĄ POLITYKĄ ENERGETYCZNĄ I KLIMATYCZNĄ.



WE ARE WITNESSING A FUNDAMENTAL CHANGE IN THE ROLE OF EU CLIMATE POLICY. IT IS ENTERING INTO THE AREA OF OTHER POLICIES, DEFINING THEIR SHAPE. IT PENETRATES NOT ONLY THE EU'S ENERGY, INDUSTRY, TRANSPORT, ENVIRONMENT AND AGRICULTURE, BUT ALSO, INCREASINGLY, FINANCIAL SECTOR REGULATION. THE MAIN DRIVER OF THIS CHANGE IS THE SEARCH FOR SUPPORT TO FINANCE THE EUROPEAN UNION'S TRANSFORMATION TOWARDS A LOW-CARBON ECONOMY IN LINE WITH THE OBLIGATIONS ARISING FROM THE PARIS CLIMATE AGREEMENT.

JESTEŚMY ŚWIADKAMI FUNDAMENTALNEJ ZMIANY ROLI, JAKĄ ODGRYWA UNIJNA POLITYKA KLIMATYCZNA. WKRACZA ONA W OBSZAR INNYCH POLITYK, ISTOTNIE DEFINIUJĄC ICH KSZTAŁT. PENETRUJE NIE TYLKO UNIJNĄ ENERGETYKĘ, PRZEMYSŁ, TRANSPORT, ŚRODOWISKO CZY ROLNICTWO, ALE TAKŻE W CORAZ WIĘKSZYM STOPNIU – REGULACJE SEKTORA FINANSOWEGO. GŁÓWNYM MOTOREM TEJ ZMIANY JEST POSZUKIWANIE WSPARCIA FINANSOWANIA TRANSFORMACJI UNII EUROPEJSKIEJ W KIERUNKU NISKOEMISYJNYM ZGODNIE Z OBOWIĄZKAMI WYNIKAJĄCYMI Z POROZUMIENIA KLIMATYCZNEGO Z PARYŻA.

GREENING THE EU ECONOMIC PARADIGM

So far, the key slogan defining the foundation of EU policies has been the so-called "growth & jobs" - priority actions that lead to economic growth and job creation. The strengthening of climate objectives, inter alia after the adoption of the Paris Agreement and the European Commission's approval of the plan to shift the EU towards a zero-carbon direction in 2050, as well as a number of legal acts confirming this direction of transformation, means that economic growth and jobs are to be "green". The aim is to implement climate objectives while achieving economic and social benefits in EU countries. However, previous experience shows that without the active participation of the financial sector it will be difficult to continue the transformation due to the huge investment costs associated with the transition to a low-carbon economy. The action we are witnessing at Union level leads to the creation of rules and a legal framework that redirects the flow of finance to investments in sustainable development. In EU terms, this means taking environmental and social concerns into account alongside climate objectives.

ZAZIELENIE UNIJNEGO PARADYGMATU GOSPODARCZEGO

Dotychczas kluczowym hasłem definiującym fundament unijnych polityk był tzw. „growth & jobs” – priorytetowe były działania, które prowadzą do wzrostu gospodarczego i tworzenia miejsc pracy. Wzmocnienie celów klimatycznych m.in. po przyjęciu porozumienia paryskiego i zaakceptowaniu przez Komisję Europejską planu przestawienia UE na kierunek zeroemisyjny w 2050 roku, a także szeregu aktów prawnych potwierdzających ten kierunek transformacji, oznacza, że wzrost gospodarczy i miejsca pracy mają mieć „kolor zielony”. Chodzi o realizację założeń klimatycznych przy jednoczesnym osiągnięciu korzyści gospodarczych i społecznych w państwach Unii. Dotychczasowe doświadczenia pokazują jednak, że bez aktywnego udziału sektora finansowego kontynuacja transformacji będzie trudna z uwagi na ogromne koszty inwestycji związanych z przestawieniem gospodarki na niskoemisyjną. Podejmowane na poziomie unijnym działania, których jesteśmy świadkami, prowadzą do stworzenia takich zasad i ram prawnych, które przekierują strumień finansujący inwestycje w spełniające kryteria zrównoważonego rozwoju. W unijnym ujęciu oprócz celów klimatycznych oznacza to także uwzględnienie kwestii środowiskowych i społecznych.

Investments in renewable energy sources, energy efficiency or those that contribute to reducing greenhouse gas emissions, including innovative projects, are still relatively expensive despite their many obvious environmental advantages. From a financial point of view they are often not the most cost-effective option chosen by investors. The set of measures used so far, including regulatory incentives, does not work effectively against accounting calculations. Therefore, the issue of financing, including subsidies, of energy investments that are not in line with the objectives of the EU climate change packages and the obligations of the Paris Agreement has been identified as one of the main obstacles to the effective implementation of the EU energy transformation. In practice, it is about redirecting resources in the financial system to support investments contributing to the EU objectives.

SUSTAINABLE FINANCING PLAN

In March 2018 the European Commission presented a package of measures for the financial system to support the EU's climate and sustainable development efforts. The action plan not only sets out principles for public finances, but also aims to create a legal framework that will encourage similar action by private entities such as banks, insurance companies, pension funds, asset managers or investment advisors. The plan was followed by proposals for legislation, which were largely supported by a technical expert group set up by the Commission.

Among a number of proposed regulations for the future of the energy sector, the most important are those that will directly affect the flow of capital, which finances both small and medium-sized projects as well as large infrastructural investments in this sector.

One of the key proposals is the introduction of a system of uniform classification (the so-called taxonomy) of the activities of financial system entities. The regulation, the final shape of which was agreed at the beginning of December this year, is to indicate which financial activities contribute to sustainable development and in which areas such investments may have a positive impact. The condition is to contribute to the fulfilment of at least one of the defined objectives while not harming the others: prevention of climate

Inwestycje w odnawialne źródła energii, efektywność energetyczną czy takie, które przyczyniają się do obniżania emisji gazów cieplarnianych, w tym projekty o charakterze innowacyjnym, mimo wielu oczywistych zalet środowiskowych cały czas należą do relatywnie drogich. Z finansowego punktu widzenia często nie są najbardziej opłacalną opcją wybieraną przez inwestorów. Dotychczas stosowany zestaw środków, w tym zachęt regulacyjnych, nie działa efektywnie w zderzeniu z wyliczeniami księgowych. Dlatego temat finansowania, w tym także subsydiowania, inwestycji energetycznych, które nie są zgodne z celami unijnych pakietów klimatycznych oraz obowiązkami wynikającymi z porozumienia paryskiego, został zidentyfikowany jako jedna z głównych przeszkód skutecznej realizacji transformacji energetycznej w UE. W praktyce chodzi o przekierowanie środków w systemie finansowym na wsparcie inwestycji przyczyniających się do realizacji unijnych założeń.

PLAN ZRÓWNOWAŻONEGO FINANSOWANIA

W marcu 2018 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet działań dotyczących systemu finansowego, którego celem ma być wspieranie starań UE na rzecz klimatu i zrównoważonego rozwoju. Plan działań nie tylko ustala zasady dla finansów publicznych, ale zmierza także w kierunku tworzenia takich ram prawnych, które zachęcą do podobnych działań prywatne podmioty, m.in.: banki, zakłady ubezpieczeń, fundusze emerytalne, podmioty zarządzające aktywami lub doradców inwestycyjnych. W ślad za planem przedstawione zostały propozycje aktów prawnych, w których wypracowaniu duży udział miała techniczna grupa ekspertów powołana przez Komisję.

Wśród szeregu proponowanych regulacji dla przyszłości energetyki najistotniejsze są te, które bezpośrednio wpłyną na przepływ kapitału, który finansuje zarówno małe i średnie projekty, jak również duże inwestycje infrastrukturalne w tym sektorze.

Jedną z kluczowych propozycji jest wprowadzenie systemu jednolitej klasyfikacji (tzw. taksonomii) działalności podmiotów systemów finansowych. Rozporządzenie, którego ostateczny kształt został uzgodniony na początku grudnia br., ma wskazywać, które z finansowych działalności przyczyniają się do zrównoważonego rozwoju oraz w jakich obszarach takie inwestycje mogą mieć pozytywny wpływ. Warunkiem jest przyczynianie się do spełnienia co najmniej jednego ze zdefiniowanych celów przy jednoczesnym nieszkodzeniu pozostałym: zapobieganie zmianom klimatu,

change, adaptation to climate change, sustainable use and protection of water resources, transition to a closed-loop economy and waste prevention and recycling, reduction of pollution, protection of biodiversity.

During the negotiations, the taxonomy's influence on the future financing of gas and nuclear investments was the most emotional. In both cases, it was considered that such projects would not qualify as "green". The provisions will be complemented by delegated acts prepared next year on the basis of the work of the technical expert group. It will address, inter alia, detailed criteria for the different investment categories. Especially in the case of investments in nuclear energy, this will have a significant impact on the future perception of these projects by financial sector entities. On the other hand, there are coal investments, which already under the current arrangements have no chance of being qualified as "sustainable". This classification is likely to be used, inter alia, by institutions managing EU financial instruments, including support from the EU budget. This means an indirect impact of the taxonomy on the possibility of limiting support for investments e.g. in gas, which have been strongly supported by the Union so far. The European Commission's objective is for common rules to apply not only to the public financial sector, but also to private entities. There is a good chance that this will happen, which means that today's decisions will be crucial for shaping future energy investments in the EU.

Among the new legislation that is important for European industry is the regulation on disclosure of information on sustainable investments and sustainability risks and the regulation on low carbon benchmarks agreed at the end of this year.

Both pieces of legislation are an example of how the European Union has a comprehensive approach. They are intended to contribute to the recognition by investment firms providing advisory services on sustainable development issues as adding value to their advisory services offered under their obligations to investors. To help investors compare the carbon footprint of companies and the carbon footprint of the investment portfolio, new categories of low-carbon benchmarks have been introduced. In addition,

dostosowanie do zmian klimatu, zrównoważone użytkowanie i ochrona zasobów wodnych, przejście do gospodarki o obiegu zamkniętym oraz zapobieganie powstawaniu odpadów i recykling, redukcja zanieczyszczeń, ochrona bioróżnorodności.

W czasie negocjacji najczęściej emocji budził wpływ taksonomii na przyszłość finansowania inwestycji gazowych i jądrowych. W obu przypadkach uznano, że takie projekty nie będą kwalifikowane jako „zielone”. Uzupełnienie przepisów stanowić będą akty delegowane przygotowane w przyszłym roku na podstawie prac technicznej grupy ekspertów. Zajmie się ona m.in. szczegółowymi kryteriami dot. różnych kategorii inwestycji. Szczególnie w przypadku inwestycji w energetykę jądrową, będzie to istotnie wpływało na przyszłość postrzegania tych projektów przez podmioty sektora finansowego. Po drugiej stronie są inwestycje węglowe, które już na podstawie obecnie przyjętych uzgodnień nie mają szans na zakwalifikowanie jako „zrównoważone”. Najprawdopodobniej klasyfikacja będzie stosowana m.in. przez instytucje zarządzające unijnymi instrumentami finansowymi, w tym w ramach wsparcia z budżetu UE. To oznacza pośredni wpływ taksonomii na możliwość ograniczenia wsparcia dla inwestycji np. gazowych, które dotychczas były przez Unię silnie wspierane. Celem Komisji Europejskiej jest, aby wspólne zasady obowiązywały nie tylko publiczny sektor finansowy, ale także podmioty prywatne. Jest duża szansa, że tak się stanie, co oznacza, że dziś podejmowane decyzje będą miały kluczowe znaczenie dla kształtu przyszłych inwestycji energetycznych w UE. Najprawdopodobniej klasyfikacja będzie stosowana m.in. przez instytucje zarządzające unijnymi instrumentami finansowymi, w tym w ramach wsparcia z budżetu UE. To oznacza pośredni wpływ taksonomii na możliwość ograniczenia wsparcia dla inwestycji np. gazowych, które dotychczas były przez Unię silnie wspierane. Celem Komisji Europejskiej jest to, aby wspólne zasady obowiązywały nie tylko publiczny sektor finansowy, ale także podmioty prywatne. Jest duża szansa, że tak się stanie, co oznacza, że decyzje podejmowane dziś będą miały kluczowe znaczenie dla kształtu przyszłych inwestycji energetycznych w UE.

Wśród istotnych dla europejskiego przemysłu nowych aktów prawnych znajduje się również uzgodnione pod koniec br. rozporządzenie w sprawie ujawniania informacji dotyczących zrównoważonych inwestycji i ryzyka dla zrównoważonego rozwoju oraz rozporządzenie o wskaźnikach referencyjnych niskoemisowości.



tion to the standard low-carbon benchmark, there is an impact indicator on the achievement of the Paris Accord's objectives of reducing global warming to below 2°C. Information on the carbon footprint is playing an increasingly important role in the strategies of financial institutions, inter alia for reputational reasons. This means that the importance of this data will increase, directly affecting the activities of these institutions. In the opinion of the European Commission, mutually complementary regulations, creating uniform standards, will facilitate making decisions on investing in sustainable projects and assets throughout the Union.

EUROPEAN COMMISSION PLANS AFTER 2019

Valdis Dombrovskis, Vice President of the European Commission for Financial Markets, who in the new Commission will be responsible for financing the so-called European Green Deal, stresses that introducing such a scale of rules directly into legislation is unprecedented and makes the European Union a leader in sustainable financing. Further proposals planned by the European Commission will concern, inter alia, the so-called "green mortgages" helping to

Oba akty są przykładem tego, jak kompleksowe podejście prezentuje Unia Europejska. W zamierzeniu mają one przyczynić się do uznania przez firmy inwestycyjne świadczące usługi doradztwa kwestii zrównoważonego rozwoju za czynniki tworzące wartość dodaną swoich usług doradztwa oferowanych w ramach obowiązków względem inwestorów. Aby pomóc inwestorom w porównywaniu śladu węglowego przedsiębiorstw oraz śladu węglowego portfela inwestycji, wprowadzono nowe kategorie wskaźników referencyjnych niskoemisyjności. Oprócz standardowego wskaźnika niskoemisyjności pojawia się wskaźnik wpływu na realizację celów porozumienia paryskiego, tj. obniżenia globalnego ocieplenia do poziomu poniżej 2° C. Informacje nt. śladu węglowego odgrywają coraz istotniejszą rolę w strategiach funkcjonowania instytucji finansowych, m.in. ze względów wizerunkowych. To oznacza, że waga tych danych będzie rosła, przekładając się bezpośrednio na działalność tych instytucji. Zdaniem Komisji Europejskiej wzajemnie uzupełniające się regulacje, tworząc jednolite standardy, ułatwią podejmowanie decyzji o inwestowaniu w zrównoważone projekty i aktywa w całej Unii.

finance the transformation of the buildings sector - strengthening energy efficiency and use of renewable energy sources. In addition, the Commission intends to extend the EU Ecolabel system of environmental certificates to financial products and to continue working on green bond standards.

The announcement that at least half of the financial support from the European Investment Bank will be dedicated to pro-climate projects by 2025 is also a significant signal of the importance of financing the climate transformation. The implementation of these plans is to be helped by new criteria in relation to energy investments, which the bank adopted in November this year. In practice, they exclude investments in all fossil fuels, including gas after 2021, making it clear that investments in RES and energy efficiency are priorities.

It is extremely important for the Polish energy sector that the tightening of the climate course in the financial sector is accompanied by an understanding that the costs will not be equal for the Member States. This requires additional measures, such as the Fair Transition Fund, which will be included in the new EU Financial Perspectives 2021-2027. The fund will support decarbonisation in coal regions. The EU budget, of which Poland is one of the main beneficiaries, will also prioritise investments related to the implementation of climate objectives - as much as 25 percent of the total budget is to be dedicated to these activities. ■

PLANY KOMISJI EUROPEJSKIEJ PO 2019 R.

Wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej ds. rynków finansowych Valdis Dombrovskis, który w nowej Komisji będzie odpowiedzialny m.in. za finansowanie tzw. Europejskiego Zielonego Ładu, podkreśla, że wprowadzanie takiej skali zasad bezpośrednio do legislacji jest bezprecedensowe i czyni Unię Europejską liderem zrównoważonego finansowania. Kolejne propozycje planowane przez Komisję Europejską dotyczyć będą m.in. tzw. „zielonych kredytów hipotecznych” pomagających finansować transformację sektora budynków – wzmacniając efektywność energetyczną i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Ponadto Komisja zamierza rozszerzyć unijny system certyfikatów ekologicznych „EU ecolabel” na produkty finansowe, a także kontynuować prace nad standardami zielonych obligacji.

Znaczącym sygnałem wskazującym na to, jak istotna jest kwestia finansowania transformacji klimatycznej, jest również zapowiedź, aby do 2025 roku co najmniej połowa wsparcia finansowego z Europejskiego Banku Inwestycyjnego była dedykowana projektom proklimatycznym. Realizacji tych planów pomóc mają nowe kryteria w stosunku do inwestycji energetycznych, które bank przyjął w listopadzie br. W praktyce wykluczają one inwestycje we wszystkie paliwa kopalne, w tym gaz po 2021 roku, wskazując jasno, że inwestycje w OZE i efektywność energetyczną są priorytetowe.

Dla polskiej energetyki niezwykle ważne jest, iż zaostrzeniu klimatycznego kursu w sektorze finansowym towarzyszy zrozumienie tego, że koszty po stronie państw członkowskich nie będą równe. To wymaga zastosowania dodatkowych środków, takich jak m.in. fundusz sprawiedliwej transformacji, który znajdzie się w ramach nowej perspektywy finansowej UE na lata 2021–2027. Fundusz będzie wspierał dekarbonizację w regionach węglowych. Unijny budżet, którego Polska jest jednym z głównych beneficjentów, również priorytetowo będzie traktował inwestycje związane z realizacją celów klimatycznych – aż 25 procent całego budżetu ma być dedykowane tym działaniom. ■

WASTE CAN SUPPLEMENT THE POLISH ENERGY MIX

ODPADY MOGĄ UZUPEŁNIĆ POLSKI MIKS ENERGETYCZNY

CAN WASTE, RDF (REFUSE DERIVED FUEL) FRACTION, REPLACE COAL IN THE POLISH ENERGY INDUSTRY? THESE AND OTHER QUESTIONS ARE ANSWERED BY PIOTR GÓRNIK, HEAD OF DISTRICT HEATING AND COOLING, FORTUM POLAND, IN AN INTERVIEW WITH KWARTALNIK.

CZY ODPADY, FRAKCJA RDF, MOGĄ ZASTĄPIĆ WĘGIEL W POLSKIEJ ENERGETYCE? NA TE I INNE PYTANIA W ROZMOWIE Z KWARTALNIKIEM ODPOWIADA DYREKTOR DS. ENERGETYKI CIEPLNEJ FORTUM, PIOTR GÓRNIK.



PATRYCJA RAPACKA
EDITOR OF THE POLISH ENERGY BRIEF
AND BIZNESALERT.PL
REDAKTOR POLISH ENERGY BRIEF
I BIZNESALERT.PL



PIOTR GÓRNIK
HEAD OF HEATING
AND COOLING AT FORTUM IN POLAND
DYREKTOR DS. ENERGETYKI
CIEPLNEJ, FORTUM W POLSCE

In September 2018, one of the most modern combined heat and power plants in Poland was officially opened in Zabrze. It is a pillar of Fortum's presence in Silesia. How would you summarize the functioning of this unit so far?

The combined heat and power plant (CHP plant) in Zabrze is equipped with a multi-fuel cogeneration unit. This means that apart from the traditional fuel, which is coal, it can also burn RDF. It is a full-value fuel produced on the basis of waste, which will ultimately account for 40-50% of the energy value burned in this plant. Our CHP plant is a pioneering solution on the Polish market. We have achieved the assumed levels of efficiency and availability. We are focusing on stabilizing the process and providing quality fuels now. The CHP plant has been supplying heat to the inhabitants of Zabrze and Bytom since the beginning of this heating season. In this way, the environmental impact has been reduced compared to the old, worn out units purchased by Fortum in 2011. We have managed to significantly reduce the emission of particles as well as nitrogen oxide and sulphur dioxide. Our unit can be a demonstration installation for other potential investors. They show interest in our experience with the new unit. As Fortum we are proud of what we have achieved so far.

We wrześniu 2018 roku dokonano uroczystego otwarcia jednej z najnowocześniejszych w Polsce elektrociepłowni w Zabrzu. Stanowi ona filar obecności Fortum na Śląsku. Jak podsumowałby Pan dotychczasowe funkcjonowanie tej jednostki?

Elektrociepłownia w Zabrzu wyposażona jest w wielopaliwowy blok kogeneracyjny. Oznacza to, że poza tradycyjnym paliwem, jakim jest węgiel, może także spalać RDF. To pełnowartościowe paliwo produkowane na bazie odpadów, które docelowo będzie stanowiło 40–50% wartości energetycznej spalanej w tym zakładzie. Nasza elektrociepłownia to pionierskie rozwiązanie na polskim rynku. Osiągnęliśmy zakładane poziomy sprawności i dyspozycyjności. Teraz skupiamy się na stabilizacji funkcjonowania procesu i zapewnieniu paliw odpowiedniej jakości. Elektrociepłownia dostarcza ciepło dla mieszkańców Zabrze i Bytomia od początku tego sezonu grzewczego. Ograniczono w ten sposób oddziaływanie na środowisko w porównaniu ze starymi, wysłużonymi jednostkami zakupionymi przez Fortum w 2011 roku. Udało się znacząco zredukować emisję pyłów jak i tlenu azotu czy dwutlenku siarki. Nasz blok może być poglądową instalacją dla innych potencjalnych inwestorów. Wykazują oni zainteresowanie naszymi doświadczeniami z pracy nowej jednostki. Jako Fortum jesteśmy dumni z tego, co dotychczas udało nam się osiągnąć.

At this stage of operation of the CHP plant in Zabrze, is it possible to show data illustrating to what extent it can reduce emissions in comparison with conventional units?

We assumed that the emission of particles will decrease by more than 11 times, sulphur dioxide by more than 7 times, and nitrogen oxides by nearly 3 times in comparison with old coal units. At the end of March, we will finish a full year of commercial operation of the new CHP plant. However, we can already see from the actual measurements that the emissions are even lower than assumed.

What prompted Fortum to choose RDF as a fuel for heat and power generation? What benefits may it bring to the Polish energy industry?

Waste is not only a potential source of materials for reuse, but also fuel. Only the part that cannot be recovered and recycled should be thermally processed. As Fortum, we see a potential source of energy in municipal and commercial waste. An example of this approach is the unit in Zabrze, in which, in addition to Polish coal, we use fuel produced from waste. At Fortum, we see municipal and commercial waste as a potential source of energy. An example of this approach is the unit in Zabrze, where apart from Polish coal we use fuel produced from waste.

RDF is not just about energy generation. Is Fortum considering cooperation not only with local governments, but also with companies from other industries?

As I mentioned, the thermal treatment of the fraction that is not suitable for other uses is the final solution to replace its storage in a landfill. Apart from energy recovery, material recovery and recycling should also be considered. Fortum has technologies and experience that can be successfully implemented in Poland as well. Cooperation with both local governments and industry is in the field of our interest and we will develop it. Circular economy is only a part of this cooperation. Let me remind you that Fortum is primarily an energy company that has always promoted sustainable development. In Poland we are present mainly in the heating sector. In this sector we are ready to develop and promote the implementation of better use of resources, improvement of efficiency and use of renewable energy sources. System heating can be applied in basically every agglomeration.

Czy na tym etapie funkcjonowania elektrociepłowni w Zabrzu można pokazać dane obrazujące, w jakim stopniu może ona zmniejszyć emisję w porównaniu do konwencjonalnych jednostek?

Założyliśmy, że emisja pyłów spadnie ponad 11-krotnie, dwutlenku siarki ponad 7-krotnie, a tlenków azotu blisko 3-krotnie w porównaniu do starych jednostek węglowych. Pod koniec marca zakończymy pełny rok komercyjnej pracy nowej elektrociepłowni. Jednak już teraz na podstawie rzeczywistych pomiarów widzimy, że emisje są jeszcze niższe niż zakładane.

Co skłoniło Fortum do wyboru RDF jako paliwa dla energetyki? Jakie korzyści może ono przysporzyć polskiej energetyce?

Odpady to nie tylko potencjalne źródło materiałów do ponownego wykorzystania, ale także paliwo. Do termicznego przetworzenia powinna trafić jedynie ta część, której nie można poddać procesowi odzysku i recyklingu. Jako Fortum dostrzegamy w odpadach komunalnych i komercyjnych potencjalne źródło energii. Przykładem tego podejścia jest blok w Zabrzu, w którym oprócz polskiego węgla wykorzystujemy paliwo wyprodukowane z odpadów.

Po RDF sięga nie tylko energetyka. Czy Fortum rozważa współpracę nie tylko z samorządami, ale i z firmami z innych branż?

Jak wspominałem, termiczna utylizacja frakcji nie nadającej się do innego wykorzystania to ostateczne rozwiązanie zastępujące składowanie jej na wysypisku śmieci. Poza odzyskiem energii należy uwzględnić także odzysk materiałów i recykling. Fortum posiada technologie i doświadczenie, które mogą być z sukcesem zaimplementowane również w Polsce. Współpraca zarówno z samorządami, jak i z przemysłem leży w polu naszego zainteresowania i będziemy ją rozwijać. Gospodarka o obiegu zamkniętym jest jedynie częścią tej współpracy. Przypominę, że Fortum przede wszystkim jest firmą energetyczną, która zawsze promowała zrównoważony rozwój. W Polsce jesteśmy obecni głównie w ciepłownictwie. W tym sektorze jesteśmy gotowi się rozwijać i promować wdrażanie lepszego wykorzystania zasobów, poprawę efektywności, jak i stosowanie odnawialnych źródeł energii. Ciepłownictwo systemowe może być zastosowane praktycznie w każdej aglomeracji.

However, RDF is rarely used - mainly due to legal restrictions. Technologically, Polish CHP plants are ready to use RDF in the co-incineration process. For this to happen, they should have the status of waste incineration plants. Should the principles of law be changed?

Both Polish and EU regulations clearly define what conditions must be met to carry out energy recovery. I do not expect any changes in this area other than tightening emission and energy efficiency standards for the whole process. An example is the recent BAT (Best Available Technology) requirements for incinerators announced at the end of last year. High emission standards create clear criteria for incineration or co-incineration of waste fuels. There is no place for compromise in this sector. The standards must be met. The Zabrze CHP Plant meets the emission standards announced last year, which will be in force from 2023.

Are there any areas in which power and heating engineers can help local governments in waste management?

I think that our cooperation with local governments, where we are present, is on a very good level. The best example may be our installation in Zabrze. Mixed waste should first be sorted. In the next stage, the residual fraction is directed to thermal processing and production of electricity and heat. Thanks to the reuse of waste they return to the inhabitants, but already in the form of electricity or heat. This is an example of circular economy.

We support local governments not only in waste management, but also in activities to improve air quality. An example is the Clean Energy for Wrocław anti-smog programme run by Fortum since February 2018. Its aim is to provide access to the heating network to as many inhabitants as possible. The project is part of the city's policy focused on eliminating old furnaces, which are the main cause of air pollution in the cities. Over 4000 furnaces in the city centre have so far been removed under the programme.

Po RDF sięga się jednak rzadko – głównie ze względu na ograniczenia prawne. Technologicznie polskie elektrociepłownie są gotowe wykorzystywać w procesie współspalania także RDF. Aby mogło do tego dojść, powinny mieć status spalarni odpadów. Czy przepisy prawa powinny ulec zmianie?

Zarówno polskie, jak i unijne przepisy jasno określają, jakie warunki muszą być spełnione, aby móc prowadzić odzysk energii. Nie spodziewam się w tym obszarze zmian innych niż zaostrzenie standardów emisji i efektywności energetycznej całego procesu. Przykładem mogą być ostatnie wymagania BAT (Best available technology – przyp. red.) dla spalarni ogłoszone pod koniec ubiegłego roku. Wysokie standardy emisyjne tworzą jasne kryteria dla spalania czy współspalania paliw pochodzących z odpadów. W tym sektorze nie ma miejsca na kompromisy. Standardy muszą być spełnione. Elektrociepłownia Zabrze wypełnia ogłoszone w ubiegłym roku normy emisji, które będą obowiązywać od 2023 roku.

Czy są obszary, w których energetycy i ciepłownicy mogą pomóc samorządom w gospodarowaniu odpadami?

Myślę, że nasza współpraca z samorządami, tam gdzie jesteśmy obecni, jest na bardzo dobrym poziomie. Najlepszym przykładem może być nasza instalacja w Zabrzu. Odpady zmieszane najpierw powinny być poddane sortowaniu. W kolejnym etapie frakcja resztkowa kierowana jest do termicznego przerobu i produkcji energii elektrycznej i ciepła. Dzięki ponownemu wykorzystaniu odpadów wracają one do mieszkańców, ale już pod postacią energii lub ciepła. To przykład gospodarki obiegu zamkniętego.

Wspieramy samorządy nie tylko w gospodarce odpadami, ale także w działaniach na rzecz poprawy jakości powietrza. Przykładem jest prowadzony przez Fortum od lutego 2018 roku program antysmogowy Czysta Energia dla Wrocławia. Ma on na celu umożliwienie dostępu do sieci ciepłowniczej jak największej liczbie mieszkańców. Projekt wpisuje się w politykę miasta skupioną na likwidacji tzw. kopciuchów będących głównymi generatorami zanieczyszczeń powietrza w centrum. W ramach programu usunięto dotychczas ponad 4000 pieców w centrum miasta.

Can fuel from rubbish replace coal in power plants and combined heat and power plants? Theoretically, waste cogeneration could bring lower costs associated with the purchase of CO2 emission allowances. At the same time, the standards for RDF units are currently as restrictive as in the case of the previously mentioned incineration plant. Is it therefore profitable to use RDF under current conditions?

Poland produces about 13 million tonnes of waste, of which about 30-40% is not reusable, so it can be incinerated. This is not enough to replace fuels in the power or heating sector, but it can be a complementary stream. The emission of CO₂ outside the biodegradable fraction is comparable to coal, so it is only a partial remedy for the increase in CO₂ costs. We have to look for renewable sources and I am glad to see more and more decisions to promote renewable sources in the power and heating industry.

If not RDF, in what other forms can we build circular economy? What further plans does Fortum have in this respect?

Circular economy clearly defines the hierarchy of waste management. First of all, waste prevention, secondly, reuse, further recycling, energy recovery and possibly at the very end, the landfilling of an inert residue not suitable for other uses. As I mentioned, Fortum has facilities or technologies for treating hazardous waste, e.g. batteries, as well as recovering plastics in plastic refineries. Currently in Poland we are focusing on the energy recovery of the residual fraction and we will develop such projects in the near future. ■

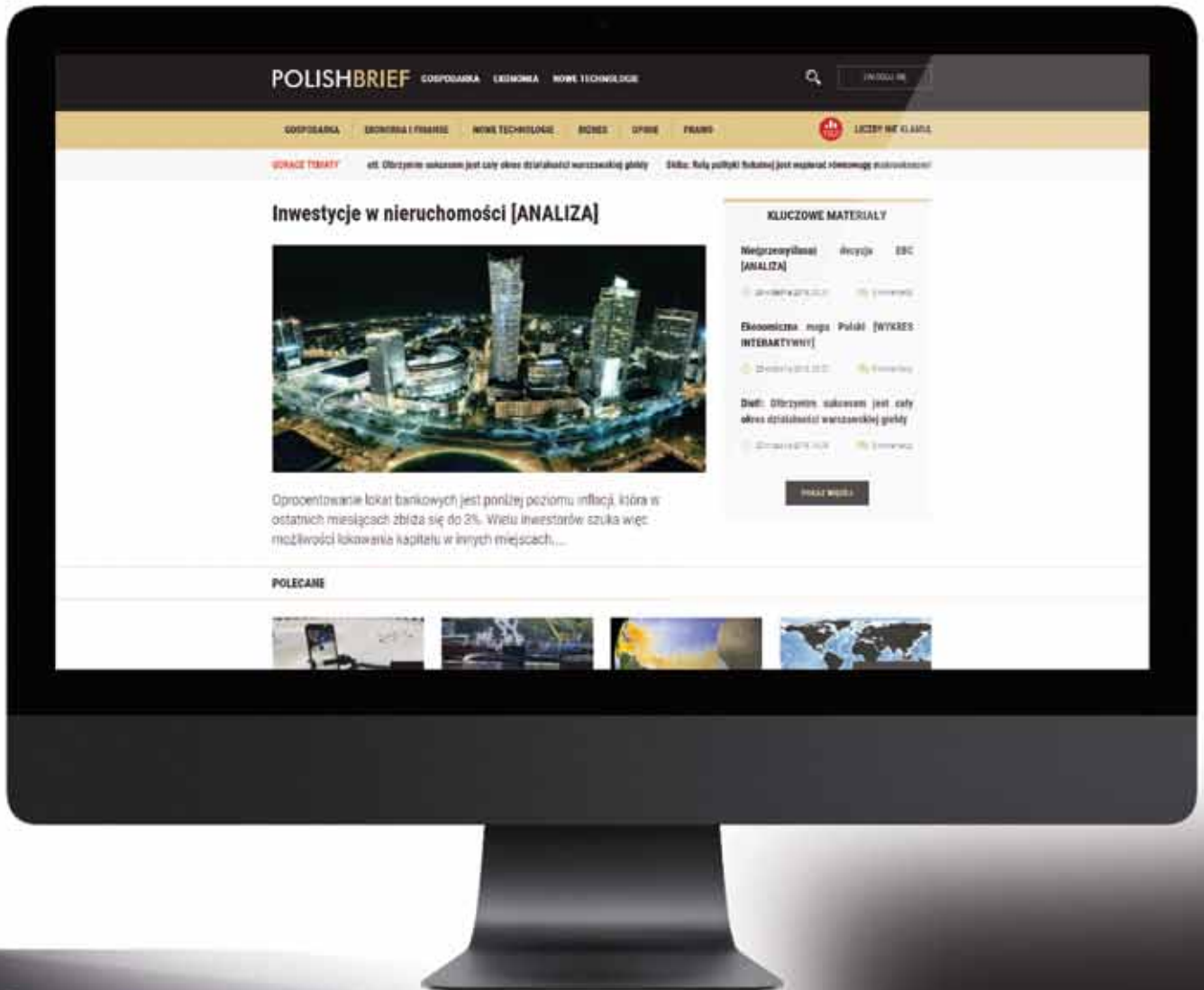
Czy paliwo ze śmieci może zastąpić węgiel w elektrowniach i elektrociepłowniach? Teoretycznie kogeneracja odpadowa mogłaby przynieść niższe koszty związane z zakupem uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie normy dla bloków RDF są aktualnie tak samo restrykcyjne jak w przypadku przywołanych wcześniej spalarni. Czy zatem w obecnych warunkach opłaca się wykorzystanie RDF?

Polska produkuje około 13 milionów ton odpadów, z tego około 30-40% nie nadaje się do powtórnego wykorzystania, więc może trafić do spalania. Nie jest to ilość wystarczająca do zastąpienia paliw w energetyce czy ciepłownictwie, ale może stanowić strumień uzupełniający. Emisja CO₂ poza biodegradowalną frakcją jest porównywalna do węgla, więc jest jedynie częściowym remedium na wzrost kosztów CO₂. Musimy poszukiwać źródeł odnawialnych i cieszę się, widząc coraz bardziej stanowcze decyzje promujące źródła odnawialne w energetyce i ciepłownictwie.

Jeśli nie RDF, to w jakich innych formach można budować gospodarkę o obiegu zamkniętym? Jakie dalsze plany ma Fortum w tym zakresie?

Gospodarka obiegu zamkniętego definiuje klarownie hierarchię postępowania. Po pierwsze ograniczenie powstawania odpadów, po drugie powtórne wykorzystanie, dalej recykling, odzysk energii i ewentualnie na samym końcu składowanie obojętnej pozostałości nie nadającej się do innego użycia. Jak wspomniałem, Fortum posiada instalacje czy technologie przetwarzania odpadów niebezpiecznych, np. baterii, jak i odzysku plastiku w rafineriach plastiku. Obecnie w Polsce skupiamy się na energetycznym wykorzystaniu frakcji resztkowej i takie projekty będziemy rozwijać w najbliższej przyszłości. ■

POLISHBRIEF



POLISHBRIEF

GOSPODARKA EKONOMIA I FINANSE NOWE TECHNOLOGIE

GOSPODARKA

EKONOMIA I FINANSE

NOWE TECHNOLOGIE

BIZNES

OPINIE

PRAWO

GORĄCE TEMATY

warszawskiej giełdy

Skiba: Rola polityki fiskalnej jest wspierać równowagę makroekonomiczną polityką gospodarki

Inwestycje w nieruchomości [ANALIZA]



Oprocentowanie lokat bankowych jest poniżej poziomu inflacji, która w ostatnich miesiącach zbliża się do 3%. Wiele inwestorów szuka więc możliwości lokowania kapitału w innych miejscach...

KLUCZOWE MATERIAŁY

Węgrzy nie chcą [ANALIZA]

Ekonomia: mapa Polski [WYKRES INTERAKTYWNY]

Dziś: Otrzymaliśmy sukcesem jest cały okres działalności warszawskiej giełdy

PRACA WOLNA

POLISHBRIEF

GOSPODARKA EKONOMIA I FINANSE NOWE TECHNOLOGIE

GOSPODARKA

EKONOMIA I FINANSE

NOWE TECHNOLOGIE

GORĄCE TEMATY

LIZJA

Dziś: Otrzymaliśmy sukcesem jest cały okres działalności warszawskiej giełdy

Inwestycje w nieruchomości [ANALIZA]



POLISHENERGY
FUEL
INDUSTRIAL PRZEMYSŁ
PALIWOWY

PROF. DR HAB. INŻ. ANDRZEJ W. JASIŃSKI
FORMER ADVISOR TO THE DEPUTY PRIME MINISTER AND MINISTER
OF ECONOMY AS WELL AS THE CHIEF INSPECTOR OF ENVIRONMEN-
TAL PROTECTION
B. DORADCA WICEPREMIERA I MINISTRA GOSPODARKI ORAZ
GŁÓWNEGO INSPEKTORA OCHRONY ŚRODOWISKA



CARBOCHEMISTRY - THE SCIENCE OF THE SUN ENCHANTED IN BLACK STONE

KARBOCHEMIA – NAUKA O SŁOŃCU ZAKLĘTYM W CZARNYM KAMIENIU



WĘGIEL JEST KONDENSATEM ENERGII SŁONECZNEJ UTRWALONEJ W PALNEJ SKALE, POWSTAŁEJ Z SUBSTANCJI ROŚLINNEJ UFORMOWANEJ DZIĘKI TEJ ENERGII. KARBOCHEMIA POJAWIŁA SIĘ WRAZ Z ODKRYCIEM WĘGLA I POCZĄTKIEM JEGO WYKORZYSTYWANIA. JEŚLI POTRAKTOWAĆ JĄ JAKO „WIEDZĘ O WŁAŚCIWOŚCIACH, PRZERÓBCE I PRODUKTACH TEJ PRZERÓBKI WĘGLI KOPALNYCH (KAMIENNYCH, BRUNATNYCH) I TORFÓW”, TO OBEJMUJĄC BĘDZIE CHEMIĘ I TECHNOLOGIĘ ZWIĄZKÓW ORGANICZNYCH OTRZYMYWANYCH ZE WSPOMNIANYCH SUROWCÓW.

COAL IS A CONDENSATE OF SOLAR ENERGY FIXED IN A COMBUSTIBLE ROCK, FORMED FROM A VEGETABLE MATTER THAT HAS BEEN CREATED BY THIS ENERGY. CARBOCHEMISTRY EMERGED WITH THE DISCOVERY OF COAL AND ITS FIRST UTILISATION. IF WE DEFINE IT AS 'KNOWLEDGE OF THE PROPERTIES, PROCESSING AND PRODUCTS OF THIS PROCESSING OF FOSSIL (HARD, BROWN) COAL AND PEAT'.

It will include the chemistry and technology of organic compounds obtained from the aforementioned raw materials. It should be assumed that all methods of using coal are chemical processes. By juggling parameters such as temperature, pressure and activity of the reaction system components, both the mechanisms of coal formation and their processing into other products may be interpreted. Carbon utilisation processes can be divided into four main groups: oxidation, degasification, hydrogenation and extraction.

In the first of these groups we distinguish:

- combustion, i.e. the total oxidation of carbon to carbon dioxide and water (the aim is to obtain maximum amount of energy),
- gasification, i.e. incomplete oxidation of carbon as a result of multidirectional thermal and chemical transformations, at increased temperatures, with the participation of oxygen, water vapour and carbon dioxide, leading to the formation, mainly, of carbon monoxide and hydrogen and aimed at the replacement of solid fuel with a convenient gas fuel (mainly synthesis gas),

Należy przyjąć, że wszystkie metody użytkowania węgla są procesami chemicznymi. Żonglując takimi parametrami jak temperatura, ciśnienie i aktywności składników układu reakcyjnego, można interpretować zarówno mechanizmy powstawania węgla, jak i ich przetwarzania w inne produkty. Procesy wykorzystania węgla podzielić można na cztery główne grupy: utlenianie, odgazowanie, uwodornienie i ekstrakcja.

W pierwszej z tych grup wyróżnia się :

- spalanie, czyli całkowite utlenianie węgla do dwutlenku węgla i wody (celem jest uzyskanie maksymalnej ilości energii);
- zgazowanie, czyli niepełne utlenianie węgla , będące wynikiem wielokierunkowych przemian termicznych i chemicznych, w podwyższonej temperaturze, z udziałem tlenu, pary wodnej i dwutlenku węgla, prowadzące do powstania, głównie, tlenku węgla i wodoru a nacełowane na zamianę paliwa stałego na wygodne w użyciu paliwo gazowe (głównie gaz syntezowy),
- utlenianie łagodne, tylko częściowo degradujące jednostki strukturalne węgla i prowadzące do uzyskiwania różnych kwasów: huminowych, benzenokarboksylowych i tłuszczowych.

- mild oxidation, only partially degrading the structural units of carbon and leading to the production of various acids: humic, benzenecarboxylic and fatty acids.

The second group is "degassing" relating to the three sectors of the chemical processing of coal, i.e. coke-making, gas industry and low-temperature carbonization. The first of these branches is high-temperature degassing, allowing to produce mainly coke, tar and coke oven gas, crude benzol and ammonium sulphate. The gas industry, i.e. high-temperature coal degassing, is directed towards the production of coke and gas tar (as well as gas, which used to be called urban gas), accompanied by crude benzol and ammonia water. In turn, low-temperature carbonization of coal produces semi-coke, low-temperature tar, petrol and gas.

Another group of the main processes of chemical processing of coal, i.e. "hydrogenation", can be divided into strong hydrogenation (e.g. Bergius concept, H-Coal method), leading to the production of liquid fuels (gasoline, diesel, heating oil and lubricating oils) and mild hydrogenation, resulting in benzene and its derivatives, phenols, nitrogenous bases, multi-core aromatic compounds and electrode coke.

The last group is carbon extraction with solvents leading to a carbon extract for hydrogenation or for the production of electrode coke. Peat extraction carried out to obtain immunostimulating preparations may also be mentioned here.

The development of carbochemistry was hampered by the discovery of significant oil and gas deposits. The extraction of liquid and gaseous hydrocarbons, as compared to the extraction of coal, proved easier and cheaper. Also technological transformation of hydrocarbons into intermediate and final products turned out to be less troublesome and more economically viable than in the case of coal. This situation led to a much faster development of the refinery and petrochemical industry than the carbochemical industry.

The use of coal in the energy industry through its combustion dominated its application and further development of carbochemistry, therefore I will not refer to the subject of unlimited oxidation of this raw material and I will focus on processes of its incomplete oxidation (gasification), transformations in anaerobic conditions

Drugą grupę stanowi „odgazowanie” odnoszące się do trzech sektorów chemicznej przeróbki węgla, tzn. koksownictwa, gazownictwa oraz wytłewania. Pierwsza ze wspomnianych gałęzi jest odgazowaniem wysokotemperaturowym, dającym w efekcie głównie koks, smołę i gaz koksowniczy, benzol surowy i siarczan amonowy. Gazownictwo, czyli wysokotemperaturowe odgazowanie węgla, nakierowane jest na wytworzenie koksu i smoły gazowniczej (oraz gazu – niegdyś był to gaz miejski), którym towarzyszą także benzol surowy i woda amoniakalna. Z kolei wytłewanie, jako niskotemperaturowe odgazowanie węgla, daje półkoks, prąsmołę, benzynę i gaz.

Kolejną z grup głównych procesów chemicznej przeróbki węgla, czyli „uwodornienie”, podzielić można na uwodornienie mocne (np. koncepcja Bergiusa, metoda H-Coal), prowadzące do wytwarzania paliw płynnych (benzyna, olej napędowy, olej opałowy i oleje smarne) oraz na uwodornienie łagodne, dające w efekcie benzen i jego pochodne, fenole, zasady azotowe, wielordzeniowe związki aromatyczne oraz koks elektrodowy.

Ostatnią grupę stanowi ekstrakcja węgla rozpuszczalnikami prowadząca do uzyskiwania ekstraktu węglowego przeznaczonego do uwodornienia lub do produkcji koksu elektrodowego. W tym miejscu można także wspomnieć o ekstrakcji torfu prowadzonej w celu otrzymania preparatów immunostymulujących.

Rozwój karbochemii został przyhamowany w wyniku odkrycia znaczących złóż ropy naftowej i gazu. Wydobywanie ciekłych i gazowych węglowodorów, w porównaniu z pozyskaniem węgla, okazało się łatwiejsze i tańsze. Także mniej kłopotliwe i bardziej ekonomicznie uzasadnione, niż w przypadku węgla, okazało się technologiczne przekształcanie węglowodorów w produkty pośrednie i końcowe. Ta sytuacja doprowadziła do znacznie szybszego rozwoju przemysłu rafineryjno-petrochemicznego niż karbochemicznego. Wykorzystanie węgla w kierunku energetycznym poprzez jego spalanie zdominowało jego zastosowanie i dalszy rozwój karbochemii, dlatego też nie będę odnosił się do tematyki nielimitowanego utleniania tego surowca, a uwagę swoją skupię na procesach niepełnej jego oksydacji (zgazowanie), przemianach w warunkach beztlenowych (piroliza) oraz uwodornieniu tej kopaliny.

(pyrolysis) and hydrogenation of this mineral.

Younger coals with a low degree of carbonization are particularly suitable for pyrolytic use. In the process of the so-called fast pyrolysis (temperature about 600°C, reaction time less than 1 second) the most liquid product is produced (20-30%) in comparison with the amount of tar from coking (3-4%) or conventional pouring (press, 3-17%). The products of this process include 55-70% of coke and 5-15% of gas. The former is a very good smokeless fuel with a wide range of applications (apart from energy use, it also works well in the agglomeration of metal ores, cooling of batch mixes in coking, production of carbide and synthesis gas). The obtained pitch, subjected to mild hydrogenation, is transformed into coal-derived connections, which can be a source of driving fuels and chemical products.

Almost all natural and artificial solid fuels, including low value hard coal and lignite (with high ash and sulphur content), and coal-containing mining waste can be substrates in the gasification process. The basic products of this process are gaseous fuels and mineral residue in the form of ash, which is not converted into gaseous products. It can be assumed that about 65-80% of thermal energy contained in coal is changed into thermal energy contained in gas, while the rest is consumed in the process. The composition of the obtained gas, its physico-chemical characteristics and potential directions of its use depend primarily on the conditions of conducting the process once the gasifying agent is used. Initially, air with steam and water vapour were used as the gasifying agents. The low calorific value of such a product caused that air was replaced with oxygen, as a result of which medium calorific gas was obtained. Only the use of hydrogen and water vapour gasification (hydro gasification) gave a gas with a high calorific value and very high methane content. This product is described as a synthetic (or substitute) natural gas (SNG).

The use of the gasification product is varied, ranging from heating functions to chemical applications. In chemical synthesis the so-called synthesis gas (often called syngas), with high concentrations of carbon monoxide and hydrogen and low methane content, can be an attractive starting point. Such a carbon gasification product can be a substrate for the production of: hydrogen, ammonia (as well as fertilizers), methanol, higher alcohols, oxo alcohols, unsaturated hydrocar-

Do pirolitycznego wykorzystania szczególnie dobrze nadają się węgle młodsze, o niskim stopniu uwęglenia. W procesie tzw. szybkiej pirolizy (temp. ok. 600 st. C, czas reakcji poniżej 1 sekundy) powstaje najwięcej produktu ciekłego (20-30%) w porównaniu z ilością smoły z koksowania (3-4%) lub konwencjonalnego wylewania (prasmoła, 3-17%). Wśród produktów tego procesu jest jeszcze 55-70% koksu oraz 5-15% gazu. Ten pierwszy jest bardzo dobrym paliwem bezdymnym o szerokich zastosowaniach (obok wykorzystania energetycznego sprawdza się także m.in. przy aglomeracji rud metali, schudzaniu mieszanek wsadowych w koksownictwie, produkcji karbidu oraz gazu syntezowego). Uzyskane smoły poddane łagodnemu uwodornieniu przekształcają się w połączenia węglowodórne, mogące być źródłem paliw napędowych i produktów chemicznych.

Substratami w procesie zgazowania mogą być prawie wszystkie naturalne i sztuczne paliwa stałe, w tym mało-wartościowe węgle kamienne i brunatne (o wysokiej zawartości popiołu i siarki), oraz odpady górnicze zawierające węgiel. Podstawowymi produktami tego procesu są paliwa gazowe i pozostałość mineralna w postaci popiołu, nie ulegająca przekształceniu w produkty gazowe. Można przyjąć, że ok. 65-80% energii cieplnej zawartej w węglu zostaje zmienione w energię cieplną zawartą w gazie, natomiast jej reszta jest zużyta w realizacji procesu. Skład uzyskanego gazu, jego charakterystyka fizykochemiczna oraz potencjalne kierunki wykorzystania zależą m.in. od warunków prowadzenia procesu raz użytego czynnika zgazowującego. Początkowo jako czynniki zgazowujące stosowano powietrze z parą wodną oraz parę wodną. Niska kaloryczność takiego produktu spowodowała, iż powietrze zastąpiono tlenem, w wyniku czego otrzymano gaz średniokaloryczny. Dopiero użycie przy zgazowaniu wodoru z parą wodną (hydrozgazowanie) dało gaz o wysokiej wartości opałowej i bardzo wysokiej zawartości metanu. Ten produkt określany jest jako syntetyczny substytut gazu ziemnego (tzw. SNG – *ang. synthetic natural gas*).

Wykorzystanie produktu zgazowania jest wielorakie, poczynając od funkcji opałowych na przeznaczeniu chemicznym skończywszy. W syntezach chemicznych tzw. gaz syntezowy (zwany często syngazem), o wysokich stężeniach tlenku węgla i wodoru oraz niskiej zawartości metanu, może być atrakcyjnym punktem wyjścia. Taki produkt zgazowania węgla może być substratem przy produkcji: wodoru, amoniaku (a także nawozów sztucznych), metanolu, wyższych alkoholi, oksoalkoholi, węglowodorów nienasyconych (typu olefin), kwasu octowego i bezwodnika tego

bons (of the olefin type), acetic acid and its anhydride, ethylene glycol, vinyl acetate, formic acid, ethylene and many other important chemical combinations. Fischer-Tropsch synthesis from the synthesis gas can produce propellant. Due to the significant amount of hydrogen, this gas can be used for reduction or hydrogenation processes. The possibility of methanol synthesis deserves special attention here. The importance of this alcohol is very high and is constantly growing - not only as a fuel substrate but also as a valuable raw material in the synthesis of many important low-molecular-weight hydrocarbons. Methanol belongs to a narrow group of the world's most valuable and important chemical raw materials. Selective, catalytic conversion of this alcohol, in the presence of appropriately selected, catalytic acting zeolites, leads to a valuable mixture of aliphatic and aromatic hydrocarbons (with the amount of carbon atoms in the molecule in the range of 4 - 10), which greatly favours the conversion of coal into motor gasoline, ethylene, propylene, etc. The possibility of using synthesis gas in new energy technologies is also becoming particularly important. A very promising embodiment of the use of synthesis gas obtained from coal gasification is the IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) concept of power plants implemented in commercial practice. In this solution, a gas turbine system, fuelled by synthesis gas energy, is integrated with a steam turbine system, driven by high-temperature and high-pressure steam obtained from the use of the heat of waste gases after burning the synthesis gas in a gas turbine. It should be mentioned here that when the gasification process is carried out with oxygen (instead of air), the volume of the raw synthesis gas decreases significantly (its calorific value and carbon dioxide content increases), which translates into its easier cleaning and subsequent sequestration and use of carbon dioxide. The prospects for the development of energy technologies further increase the importance of synthesis gas, making it an excellent source of hydrogen used for the production of electricity in solid, high temperature fuel cells (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell). The IGFC (Integrated Gasification Fuel Cell Cycle) concept, developed mainly in Japan, assumes the use of synthesis gas from coal gasification as a source of hydrogen for the mentioned SOFCs. The current is formed as a result of electrochemical reaction of oxygen anions, migrating through a solid electrolyte from the anode to the cathode space, with hydrogen contained in the synthesis gas in the cathode space. This solution combines

kwasu, glikolu etylenowego, octanu winylu, kwasu mrówkowego, etylenu i wielu innych ważnych dla gospodarki połączeń chemicznych. Poprzez syntezę Fischera-Tropscha z gazu syntezowego można uzyskać paliwa napędowe. Gaz ten, ze względu na znaczną ilość wodoru, może być stosowany w procesach redukcji lub uwodornienia. Na szczególną uwagę zasługuje tu możliwość syntezy metanolu. Znaczenie tego alkoholu jest bardzo duże i ciągle wzrasta – nie tylko jako substratu paliwa, ale także jako cennego surowca w syntezach wielu ważnych, niskocząsteczkowych węglowodorów. Metanol należy do wąskiej grupy najcenniejszych i najważniejszych surowców chemicznych świata. Selektywna, katalityczna konwersja tego alkoholu, w obecności odpowiednio dobranych, katalitycznie działających zeolitów, prowadzi do uzyskania cennej mieszaniny węglowodorów alifatycznych i aromatycznych (o ilości atomów węgla w cząsteczce w przedziale 4 – 10), co wybitnie sprzyja przetwarzaniu węgla na benzyny motorowe, etylen, propylen itp. Szczęólnego znaczenia nabiera także możliwość zastosowania gazu syntezowego w nowych technologiach energetycznych. Bardzo obiecującym ucieleśnieniem wykorzystania, uzyskanego ze zgazowania węgla, gazu syntezowego jest wdrożona w praktykę komercyjną koncepcja elektrowni IGCC (Integrated Gasification Combine Cycle). W tym rozwiązaniu zintegrowany jest system turbiny gazowej, napędzanej energią gazu syntezowego, z systemem turbiny parowej, napędzanej wysokotemperaturową i wysokociśnieniową parą wodną uzyskaną z wykorzystania ciepła gazów odlotowych po spaleniu gazu syntezowego w turbinie gazowej. Należy tu nadmienić, że gdy proces gazyfikacji prowadzony jest z udziałem tlenu (zamiast powietrza), znacząco spada objętość surowego gazu syntezowego (rośnie jego kaloryczność oraz zawartość dwutlenku węgla), co przekłada się na jego łatwiejsze oczyszczenie oraz późniejszą sekwestrację i wykorzystanie dwutlenku węgla. Perspektywy rozwoju technologii energetycznych w jeszcze większym stopniu podnoszą znaczenie gazu syntezowego, czyniąc z niego doskonałe źródło wodoru wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej w stałych, wysokotemperaturowych ogniwach paliwowych (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell). Rozwijana, głównie w Japonii, koncepcja IGFC (Integrated Gasification Fuel Cell Cycle) zakłada wykorzystanie gazu syntezowego z gazyfikacji węgla jako źródła wodoru dla wspomnianych SOFC. Prąd powstaje jako wynik elektrochemicznej reakcji anionów tlenowych, wędrujących przez stały elektrolit z przestrzeni anodowej do katodowej, z wodorem zawartym w gazie syntezowym w przestrzeni katodowej. W tym rozwiązaniu skombinowane są ze sobą wytwarzanie prądu elek-

the generation of electricity in a fuel cell stack with the generation of electricity in a steam turbine, driven by the energy of steam obtained at the expense of heat from the electrochemical reaction products from the anode space of the fuel cell stack. The design of such a fuel cell effectively separates the reactive gases from the cathode and anode space, which makes the waste gases leaving the installation rich enough in carbon dioxide for further capture and use.

In the above mentioned gasification methods (both steam-air, steam-oxygen and hydro-gasification), the energy required for the process is obtained from combusting part of the coal to be gasified. When a nuclear power program is developed in our country, we should also consider carrying out coal gasification with the use of heat from such a power plant. This procedure may lead to significant savings of coal (approx. 30%), which in such a case will not be burned but converted into syngas. Such a concept would also contribute to eliminating the need to remove significant amounts of carbon dioxide.

We may say that every day brings something new to the potential applications of syngas in the energy and chemical industry.

As I mentioned above, hydrogenation of coal can lead to its liquefaction. During this process, the thermal decomposition of the raw material in a solvent environment first takes place, followed by hydrogenation of the products of such decomposition with hydrogen supplied to the reaction system. During this time the ratio of carbon to hydrogen in the final products changes significantly. While in the initial carbon the hydrogen content is below 5%, in the final petrol the hydrogen content reaches 15%. This process is favoured by increased pressure and lower temperatures. At the same time, it is known that too low temperatures have a negative effect on the reaction rate, which is why catalysts are used to speed up the hydrogenation reaction. In industrial practice, these processes take place at temperatures in the order of 400-450°C, under high pressure (in the order of 20 MPa) and in the presence of so called "strong" and "mild" catalysts, depending on what raw material or semi-finished product is subjected to such a treatment. One of the most important reactions of this type is the hydrogenation of carbon monoxide for methanol production.

trycznego w stosie ogniów paliwowych z wytwarzaniem prądu w turbinie parowej, napędzanej energią pary wodnej uzyskanej kosztem ciepła produktów reakcji elektrochemicznej z przestrzeni anodowej stosu ogniów paliwowych. Konstrukcja takiego ogniwa paliwowego skutecznie oddziela gazy poreakcyjne z przestrzeni katodowej i anodowej, co powoduje, że opuszczające instalację gazy odlotowe są bogate w dwutlenek węgla w stopniu wystarczającym do jego dalszego wychwycenia i wykorzystania.

We wzmiankowanych wyżej metodach zgazowania (zarówno parowo-powietrznego, parowo-tlenowego, jak i hydrozgazowania) energia niezbędna dla przeprowadzenia procesu uzyskiwana jest ze spalania części węgla przeznaczonego do zgazowania. W momencie kiedy w naszym kraju rozwinęty zostanie program energetyki jądrowej, należy także rozważyć przeprowadzenie zgazowania węgla z udziałem ciepła z takiej elektrowni. Ten zabieg może doprowadzić do znaczącej oszczędności węgla (ok. 30%), który w takim przypadku nie będzie spalany lecz przeznaczony na konwersję na gaz syntezowy. Taka koncepcja przyczyniłaby się również do wyeliminowania konieczności usuwania znaczących ilości dwutlenku węgla.

Rzec można, iż każdy dzień przynosi coś nowego w kwestii potencjalnych zastosowań gazu syntezowego w gospodarce energetycznej i chemicznej.

Jak już wyżej wspomniałem, uwodornienie węgla może doprowadzić do jego upłynniania. W trakcie tego procesu najpierw następuje rozkład termiczny surowca w środowisku rozpuszczalnika, a następnie uwodornienie produktów takiego rozkładu wodorem doprowadzonym do układu reakcyjnego. W tym czasie znacząco zmienia się stosunek węgla do wodoru w produktach końcowych. O ile w wyjściowym węglu zawartość wodoru jest poniżej 5%, o tyle w końcowej benzynie zawartość tego pierwiastka sięga 15%. Procesowi temu sprzyja podwyższone ciśnienie i niższe temperatury. Jednocześnie wiadomo, że zbyt niskie temperatury odbijają się na spadku szybkości reakcji, dlatego też zastosowano katalizatory, które przyspieszają reakcję uwodornienia. W praktyce przemysłowej procesy te przebiegają w temperaturach rzędu 400–450 st. C, pod wysokim ciśnieniem (rzędu 20 MPa) oraz w obecności tzw. „mocnych” i „łagodnych” katalizatorów, w zależności od tego, jaki surowiec lub półprodukt poddany jest takiemu zabiegowi. Jedną z ważniejszych reakcji tego typu jest uwodornienie tlenku węgla przy produkcji metanolu.

From the point of view of carbon dioxide management, the process of its methanation may be prospective. The methanation reactions of carbon monoxide and carbon dioxide are exothermic and are carried out with a decrease in volume, so both a decrease in temperature and an increase in pressure promote a shift in balance towards an increase in methane concentration in an equilibrium gas mixture. Catalytic converters are needed for the reaction to take place at the appropriate rate, at not too high temperatures.

The parameter affecting the cost-effectiveness of hydrogenation processes is the amount and price of hydrogen.

In the face of rising carbon prices, one of the most important tasks facing science and economics, and especially chemistry, is the management of carbon dioxide. The first step is to obtain CO₂-rich gas streams, which is already possible through the use of absorption, adsorption and membrane methods. Separation of CO₂ from very large volumes of waste gases (with a low concentration of carbon dioxide) of the process of burning carbon in the air is economically unprofitable. The use of combustion processes involving oxygen instead of air (oxy-combustion) is another step in the right direction (dilution of carbon dioxide rich streams by atmospheric nitrogen is prevented). The use of oxy-combustion gasification processes significantly reduces the volume of waste gases and increases the concentration of carbon dioxide contained in them. The IGFC concept goes even further in this direction. Very limited quantities of CO₂, which are necessary to remove the waste gases, will occur in pyrolytic processes.

The next step is to manage the carbon dioxide separated from the waste gases. The current use of CO₂ is neither sufficient nor satisfactory. Methanation of carbon oxides will be an increasingly better solution as optimal catalysts and cheaper hydrogen sources are used.

The concept of CCS (Carbon Capture and Storage) is not an optimal way. The CCU (Carbon Capture and Utilisation) concept needs to be developed. Firstly, CCS is basically a non-profit technology where every step is expensive. CCU can produce value-added products that have a market and can generate profit. Second, the main objective of CCS is to mitigate climate change

Perspektywiczny, z punktu widzenia zagospodarowania dwutlenku węgla, może być proces jego metanizacji. Reakcje metanizacji tlenku i dwutlenku węgla są egzotermiczne i przebiegają ze zmniejszeniem objętości, więc zarówno obniżenie temperatury, jak i zwiększenie ciśnienia sprzyja przesunięciu równowagi w kierunku zwiększenia stężenia metanu w równowagowej mieszaninie gazów. Aby reakcja przebiegała z odpowiednią szybkością, przy niezbyt wysokich temperaturach, potrzebne jest zastosowanie katalizatorów.

Parametrem mającym wpływ na opłacalność procesów uwodornienia jest ilość i cena wodoru.

W świetle rosnących cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla jednym z ważniejszych zadań stojących przed nauką i gospodarką, a zwłaszcza przed chemią, jest zagospodarowanie tego gazu. Pierwszym krokiem jest uzyskanie bogatych w CO₂ strumieni gazowych, co już jest osiągalne poprzez stosowanie metod absorpcyjnych, adsorpcyjnych i membranowych. Wydzielanie CO₂ z bardzo dużych objętości gazów odlotowych (o niskim stężeniu dwutlenku węgla) procesu spalania węgla w powietrzu jest ekonomicznie nieopłacalne. Stosowanie procesów spalania z udziałem tlenu zamiast powietrza (ang. oxy-combustion) jest kolejnym krokiem w dobrym kierunku (zapobiega się rozcieńczeniu strumieni bogatych w dwutlenek węgla przez azot atmosferyczny). Wykorzystywanie procesów zgazowania tlenowo-parowego znacząco ogranicza objętości gazów odlotowych i zwiększa koncentrację zawartego w nim dwutlenku węgla. Koncepcja IGFC jeszcze mocniej zmierza w tym kierunku. Bardzo ograniczone ilości CO₂, niezbędne do usunięcia z gazów odlotowych, będą występowały w przypadku procesów pirolitycznych.

Kolejnym krokiem jest zagospodarowanie wydzielonego z gazów odlotowych dwutlenku węgla. Dotychczasowe wykorzystanie CO₂ nie jest ani wystarczające, ani satysfakcjonujące. Metanizacja tlenków węgla będzie coraz lepszym rozwiązaniem w miarę stosowania optymalnych katalizatorów oraz coraz tańszych źródeł wodoru.

Sama koncepcja CCS (*Carbon Capture and Storage*) nie jest optymalnym sposobem. Potrzebne jest rozwinięcie koncepcji CCU (*Carbon Capture and Utilisation*). Po pierwsze CCS jest w zasadzie technologią non-profit, w której każdy krok jest kosztowny. CCU może natomiast wytwarzać produkty o wartości dodanej, które mają rynek i mogą generować zysk. Po drugie głównym celem CCS jest łagodzenie zmian klimatu poprzez magazynowanie dużych ilości dwutlenku węgla pod

by storing large amounts of carbon dioxide underground. In contrast, the main driving force behind CCU is to replace fossil coal with raw material by recycling CO₂. CCU and CCS are related technologies for carbon capture. CCU should not be limited to the role of the enabling agent of CCS, as it has a potential that goes far beyond simply storing carbon dioxide underground. The recently promoted concept of CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage) is moving in this direction. Good examples of the use of carbon dioxide are PtG (Power to Gas) and PtL (Power to Liquid) technologies, leading to energy storage in methane and methanol, respectively, produced in the reaction of CO₂ with hydrogen obtained from water electrolysis with excessive energy from RES. In this case, both products are stores of energy contained in chemical bonds. These technologies can also be a source of "sustainable" alternative motor fuels (with a carbon footprint reduced by more than 70%). A car for such a fuel is emissionally comparable to an electric vehicle. Other positive examples of the use of "waste" carbon dioxide come from the plastics industry (polyurethanes), cement (concrete with a carbon footprint reduced by 70% compared to traditional Portland cement), carbonate compounds. In the long term, direct photoconversion of CO₂ from the ambient air through "artificial photosynthesis" can be expected to be fine-tuned. This would be a major technological breakthrough leading to new CO₂ conversion technologies, using only air and sunlight to produce chemicals and fuels. The widespread recognition of CO₂ absorption as an alternative carbon stock for the production of chemicals, materials, fuels and energy storage also requires a stable and appropriate policy framework for energy, transport and the closed-loop economy (at EU and national level). It is necessary to adapt the legislative system to the definition of products using CO₂ (as feedstock and not waste) as products based on renewable energy sources (e.g. in legislation on closed-loop economies). In order to attract investment and obtain environmental and social benefits, there must be no distinction between biological CO₂ and other CO₂ streams. Policies should also be introduced to encourage the cross-sectoral use of carbon dioxide.

In mid-November 2019, the Australian and Japanese governments set up cooperation to develop CO₂ recycling technologies. ■

ziemią. W przeciwieństwie do tego głównym motorem napędowym CCU jest zastąpienie węgla kopalnego surowcem poprzez recykling CO₂. CCU i CCS są technologiami pokrewnymi w odniesieniu do wychwytywania dwutlenku węgla. CCU nie powinno być ograniczane do roli czynnika umożliwiającego CCS, ponieważ posiada potencjał znacznie przekraczający zwykłe składowanie dwutlenku węgla pod ziemią. Ostatnio lansowana koncepcja CCUS (*Carbon Capture Utilisation and Storage*) zmierza właśnie w tym kierunku. Dobrymi przykładami wykorzystania dwutlenku węgla są technologie PtG (*Power to Gas*) i PtL (*Power to Liquid*), prowadzące do gromadzenia energii, odpowiednio w metanie i metanolu, wytwarzanymi w reakcji CO₂ z wodorem uzyskiwanym z elektrolizy wody, przy udziale nadmiernej energii z OZE. W tym przypadku obydwa produkty są magazynami energii zawartej w wiązaniach chemicznych. Technologie te mogą być również źródłem „zrównoważonych” motorowych paliw alternatywnych (o śladzie węglowym zredukowanym o ponad 70%). Samochód na takie paliwo jest emisyjnie porównywalny z pojazdem elektrycznym. Inne pozytywne przykłady wykorzystania „odpadowego” dwutlenku węgla płyną z przemysłu tworzyw sztucznych (poliuretany), cementu (betony o śladzie węglowym zredukowanym o 70% w porównaniu z tradycyjnym cementem portlandzkim), związków węglanowych. W długoterminowej perspektywie oczekiwać można dopracowania się bezpośredniej fotokonwersji CO₂ z otaczającego powietrza poprzez „sztuczną fotosyntezę”. Byłby to znaczący przełom technologiczny prowadzący do nowych technologii konwersji CO₂, wykorzystujących wyłącznie powietrze i światło słoneczne do produkcji związków chemicznych i paliw. Powszechne uznanie absorpcji CO₂ jako alternatywnego zasobu węgla do produkcji chemikaliów, materiałów, paliw i magazynowania energii wymaga również stabilnych i odpowiednich ram politycznych w dziedzinie energii, transportu i gospodarki o obiegu zamkniętym (na poziomie UE i krajowym). Niezbędne jest dostosowanie systemu legislacyjnego do definiowania produktów wykorzystujących CO₂ (będący tu substratem, a nie odpadem), jako produktów opartych na odnawialnych źródłach energii (np. w przepisach odnoszących się do gospodarki o obiegu zamkniętym). Aby przyciągnąć inwestycje i uzyskać korzyści środowiskowe oraz społeczne, nie może istnieć rozróżnienie między CO₂ pochodzenia biologicznego a innymi strumieniami CO₂. Należałoby również wprowadzić polityki zachęcające do międzysektorowego wykorzystania dwutlenku węgla.

W połowie listopada 2019 r. ukazała się informacja o tym, że rządy Australii i Japonii rozpoczęły współpracę nad opracowaniem technologii recyklingu CO₂. ■



2019 UNDER THE SIGN OF ENERGY.

WHAT AWAITS US IN 2020?

2019 ROK POD ZNAKIEM ENERGETYKI.

CO CZEKA NAS W 2020 ROKU?



MAGDALENA KUFFEL
ENERGY SECTOR EXPERT
EKSPERT RYNKU ENERGII

As 2019 is coming to an end, we have a chance to look back and see what this year meant to the European power markets. The year has been filled with numerous legal amendments, changes in political direction and unexpected events when it comes to pricing. One could talk about a lot of factors shaking power markets, but in this article, we are going to focus on the events/aspects which (in my opinion) have brought the most important discussions to the international arena: the French nuclear availability, the German coal phase-out and Brexit and its' impact on the EUA's price volatility. Before we get into more details, however, it is worth taking a step back and recalling the overall condition of the system in Central-Western Europe (CWE).

2019: THE OVERVIEW OF THE WEATHER COMPLEX AND POWER MARKETS

2019 was a year often compared to 2017, as the meteorological conditions were somewhat similar; but as the markets are "an evolving organisms", one could have not expected the same outcome.

2019 started with relatively mild weather for this time of the year, negatively influencing the temperature-related demand in CWE countries. In France, a country that is extremely susceptible to the changes in temperature (due to the nationwide electric heating system in the residential sector), the demand dropped by 1.7 GW (in comparison to the normal demand). The second part of the month proved to be significantly colder, resulting in the overall French temperature-related demand deviation to be close to zero.

During the first few months of 2019, the record low nuclear generation (reaching a historical low, averaging around 54 GW and marking the lowest nuclear generation since January 2001) and very low hydro balance caused France to reduce the exports to the neighbouring countries, especially Germany and Italy. Furthermore, the Nordics were also in a pretty difficult situation making it necessary to support its' demand with imports (mainly from Germany). Tight Scandinavia combined with the tightness in France and Austria caused Germany to register the highest level of exports in January since 2016, set at 9.3 GW.

Rok 2019 zbliża się ku końcowi, mamy więc okazję spojrzeć wstecz i przeanalizować wydarzenia całego okresu w odniesieniu do europejskiego rynku energii. Ten rok obfitował w liczne zmiany prawne, zmiany kierunku politycznego i niespodziewane działania cenowe. Możemy mówić o wielu czynnikach mających wpływ na rynek energii, jednak w niniejszym artykule skupimy się wyłącznie na wydarzeniach/aspektach, które (w mojej opinii) spowodowały najważniejsze dyskusje na arenie międzynarodowej: energia jądrowa we Francji, plan odejścia od węgla niemieckiej energetyki oraz Brexit i jego wpływ na zmienność cen uprawnień do emisji CO₂. Zanim jednak przejdziemy do szczegółów, należy zrobić krok w tył i przypomnieć sobie ogólną kondycję systemu w Europie Środkowo-Zachodniej (CWE).

2019: POGODA A RYNKI ENERGII

Rok 2019 był często porównywany do roku 2017 ze względu na podobieństwo warunków meteorologicznych. Jako iż rynki to stale „ewoluujące organizmy”, nie można było spodziewać się tych samych wyników.

Rok 2019 rozpoczął się od stosunkowo łagodnej pogody o tej porze roku, co negatywnie wpłynęło na popyt związany z temperaturą w krajach Europy Środkowo-Zachodniej. We Francji, kraju niezwykle podatnym na zmiany temperatury (ze względu na ogólnokrajowy system ogrzewania elektrycznego w sektorze mieszkaniowym), zapotrzebowanie spadło o 1,7 GW (w porównaniu do normalnego zapotrzebowania). Druga połowa miesiąca okazała się znacznie zimniejsza, co spowodowało, że ogólne odchylenie popytu związanego z temperaturą we Francji było bliskie zeru.

W ciągu pierwszych kilku miesięcy 2019 roku rekordowo niskie wytwarzanie energii jądrowej (które osiągnęło historyczne minimum, osiągając średnio około 54 GW i oznaczało najniższe wytwarzanie energii jądrowej od stycznia 2001 roku) oraz bardzo niski bilans wodny spowodowały, że Francja ograniczyła eksport do krajów sąsiadujących, zwłaszcza do Niemiec i Włoch. Ponadto, kraje nordyckie znalazły się w dość trudnej sytuacji. Konieczne było wsparcie popytu za pomocą importu (głównie z Niemiec). Braki Skandynawii w połączeniu z brakiem nadyżek we Francji i Austrii doprowadziły do sytuacji, w której Niemcy zarejestrowały w styczniu najwyższy od 2016 roku poziom eksportu wynoszący 9,3 GW.

Parts of the Mediterranean had also been influenced by the CWE's tightness. Italy, alone of the examples, recorded an exceptionally high gas dispatch during the winter of 18/19, mainly on the unusually low hydro output and very low level of imports from the northern border (Italy is typically a net importer from France and Switzerland)¹. The hydro nominal capacity stood at levels last seen in 2017, resulting in overall thermal dispatch above the 7-year average, at almost 26 GW (out of which 23 GW was covered by gas-generation). What proved to be surprising was the lack of zonal congestion, which typically occurs in Italy with this type of situation in the system. In January, the zonal differences between the south and the north were very low, preventing the prices from spiking; as a matter of fact, power price on the day with the highest gas generation has been (was?) set at 72.5€/MWh (peak at 88.2 €/MWh), approximately 10 € above the seasonal pricing.

After a pretty mild beginning to the year, winter extended its' length further into the Spring. We experienced an unusually cold May, causing an exceptionally high temperature-related demand across Western Europe (according to Platts, approx. + 5 GW in comparison to the seasonal norm), the highest since 2011. The low temperatures not only caused an extended heating season, but also prevented the snowmelt in the Alps, something which has contributed negatively to an already poor hydro situation. The snowmelt ultimately was postponed to June, adding another element of tightness in the Italian and French markets.

A very cold spring was followed by a rather hot and intense summer, which in turn had an impact on the river levels in France and Germany. The heatwave hit the continent in June and July, with the temperatures reaching over 40°C in 21 regions of France, causing power demand to reach 60 GW on the hottest days (exceptionally high especially considering the holiday season). The high temperature also raised the water temperature in the Rhone river (to over 28°C), a strategic resource of cooling water for EDF's nuclear assets, causing nuclear outages (which is discussed in more detail in the following paragraphs).

Last but not least, autumn on the European power markets has been marked by "the systemic developments" of a political nature, rather than extreme meteorological events.

Braki nadwyżek Europy Środkowo-Zachodniej wpłynęły również na część Morza Śródziemnego. Na przykład, Włochy odnotowały wyjątkowo wysoką wysyłkę gazu zimą 2018/19 roku, głównie ze względu na niską produkcję z energetyki wodnej i bardzo niski poziom importu z północy (Włochy są importerem netto z Francji i Szwajcarii)¹. Nominalna moc hydroenergetyczna utrzymała się na poziomie z 2017 roku, co doprowadziło do ogólnej wysyłki termicznej powyżej średniej z 7 lat wynoszącej prawie 26 GW (z czego 23 GW to wytwarzanie gazu). Zaskakujący okazał się być brak strefowego przeciążenia, co zwykle zdarza się we Włoszech w podobnych sytuacjach. W styczniu różnice strefowe między południem a północą były bardzo niskie, co zapobiegło gwałtownemu wzrostowi cen; w rzeczywistości cena energii elektrycznej w dniu, w którym wytwarzana była najwyższa ilość energii z gazu wynosiła 72,5 €/MWh (pik: 88,2 €/MWh), czyli ok. 10 € powyżej cen sezonowych.

Po dość łagodnym początku roku zima wydłużyła się do wiosny. Maj był wyjątkowo chłodny, co przyczyniło się do wysokiego popytu związanego z temperaturami w Europie Zachodniej (wg Plattsa, ok. + 5 GW w porównaniu z normą sezonową), najwyższą od 2011 roku. Niskie temperatury nie tylko spowodowały wydłużenie sezonu grzewczego, ale także zapobiegły topnieniu śniegu w Alpach, co negatywnie wpłynęło na i tak już słabą sytuację wodną. Śnieg ostatecznie zaczął się topić w czerwcu, dodając kolejny element niedoborów energii na rynku włoskim i francuskim.

Po zimnej wiosnie przyszedł czas na gorące lato, co miało wpływ na poziom rzek we Francji i w Niemczech. Fala upałów uderzyła kontynent w czerwcu i lipcu, a temperatury osiągnęły ponad 40°C w 21 regionach Francji, powodując, że popyt na energię osiągnął 60 GW w najgorętsze dni (wyjątkowo wysoki, szczególnie biorąc pod uwagę sezon wakacyjny). Wysoka temperatura przyczyniła się również do wzrostu temperatury wody w rzece Rodan (do ponad 28°C), strategicznego zasobu wody chłodzącej dla jednostek jądrowych EDF, powodując czasowe wyłączenie elektrowni (co omówiono szczegółowo poniżej).

Jesień na europejskich rynkach energii odznaczała się „zmianami systemowymi” raczej o charakterze politycznym niż ze względu na ekstremalne zjawiska meteorologiczne.

GRAPH 1: FRENCH NUCLEAR GENERATION IN 2019
WYKRES 1: WYTWARZANIE ENERGII JĄDROWEJ WE FRANCJI W 2019 ROKU



FRENCH NUCLEAR AVAILABILITY – THE MOST IMPORTANT TOPIC OF 2019

The topic of nuclear availability in France might seem to be “a local problem”, but its impact has been transferred all over Central-Western Europe. As a matter of fact, the conversations around the French “nukes” have been vividly discussed throughout the year and in the majority of the EU countries. The topic of the French nuclear generation is very complex and difficult to summarize within a few paragraphs, but there are a few highlights which could help to outlay the situation in 2019.

I believe it is important to highlight the importance of the French power production in Western Europe, being one of the cheapest and the least polluting energy source in Europe. To put it in the context, in 2018, France exported 68 GWh and imported 8.5 GWh from its neighbours, with a net balance of almost 60 GWh of exports, placing the country as the second largest exporter of electricity in Western Europe, on a similar level to Germany. It is not hard to imagine that any imbalances of the flows between France and its neighbours can rapidly escalate and cause “problems” to countries with which France does not share a border, such as Poland or the Czech Republic.

ELEKTROWNIE JĄDROWE WE FRANCJI – NAJWAŻNIEJSZY TEMAT 2019 ROKU

Temat elektrowni jądrowych we Francji może wydawać się „problemem lokalnym”, ale jego wpływ zaobserwowano w całej Europie Środkowo-Zachodniej. W rzeczywistości, dyskusje na temat francuskich „broni jądrowych” były tematem numer jeden przez cały rok w większości krajów Unii Europejskiej. Temat wytwarzania energii jądrowej jest bardzo złożony i trudny do streszczenia w kilku akapitach, jednak istnieje kilka najważniejszych elementów, które mogą pomóc w lepszym zrozumieniu sytuacji z 2019 roku.

Należy przede wszystkim podkreślić znaczenie produkcji energii we Francji dla Europy Zachodniej jako jednego z najtańszych i najmniej zanieczyszczających źródeł energii w Europie. W 2018 roku Francja wyeksportowała 68 GWh i importowała 8,5 GWh od swoich sąsiadów, z saldem netto wynoszącym prawie 60 GWh eksportu, co plasuje kraj na drugim miejscu pod względem wielkości eksportu energii elektrycznej w Europie Zachodniej, na poziomie podobnym do Niemiec. Nietrudno wyobrazić sobie, że nierównowaga przepływów między Francją a jej sąsiadami może bardzo szybko eskalować i powodować „problemy” w krajach, z którymi Francja nie sąsiaduje, np. w Polsce lub Czechach.

WHAT PROBLEMS DID THE FRENCH NUCLEAR SECTOR FACE IN 2019?

To start with, 7 of the 58 nuclear reactors (with a combined capacity of over 63 GWe) had to undergo the 10-year licence renewal, which excluded the mentioned plants from operating on the market. The licence renewal is a periodical check-up that ensures the correct and safe functioning of the reactors. 2019 was a particularly difficult year, as the already tight system (mainly due to a very low hydro production) had to handle the outage of 8.6 GW, the combined capacity of the 7 reactors under assessment.

The decreased nuclear availability had been considered a risk factor at the beginning of the year, when the analysts feared the eventuality of a cold snap similar to the Beast from the East (the cold wave, coupled with the storm season, over the UK and Ireland at the end of 2018, which brought widespread unusually low temperatures and heavy snowfall), as well as before the summer (the weather forecasts – rightly – expected exceptionally high temperatures, especially in the South of France). In so far as the winter proved to be relatively mild (even though very long), summer had brought numerous difficulties for power generation. High temperatures in France do not only translate into weather-related demand (driven by the air-conditioning) but also foresee a high risk of nuclear outages, due to the consequent high temperature of the rivers. In such a scenario, which actually took place this summer, water in the river is too warm to be used for the reactor's cooling; consequently, the plants had to be shut down. Furthermore, evaporation further enhanced this effect by lowering the water levels.

The autumn time was not any easier for the French nuclear sector. At the beginning of September, EDF (the operator of the French nuclear fleet) announced the presence of deviations from the technical standards in the welds of some of the steam generators (installed after 2008). As the plants that could be affected were immediately removed from production, French spot prices spiked instantly, influencing especially the Italian market (which followed suit). Even though EDF ensured the operation of the mentioned plants to be completely safe, the analysts had remained sceptical until the independent assessment of ASN was published.

JAKIE BYŁY PROBLEMY FRANCUSKIEGO SEKTORA JĄDROWEGO W 2019 ROKU?

Po pierwsze, 10-letnie odnowienie licencji w 7 z 58 reaktorów jądrowych (o łącznej mocy ponad 63 GWe), co wykluczyło elektrownie z rynku. Odnowienie licencji to okresowa kontrola zapewniająca prawidłowe i bezpieczne funkcjonowanie reaktorów. Rok 2019 był szczególnie trudny, ponieważ niezbilansowany system (głównie ze względu na bardzo niską produkcję z energetyki wodnej) musiał poradzić sobie z brakiem mocy wynoszącym 8,6 GW, co stanowi łączną moc 7 sprawdzanych reaktorów.

Niższą dostępność energii jądrowej uznano za czynnik ryzyka na początku roku, kiedy analitycy obawiali się potencjalnego zimnego uderzenia podobnego do „Bestii ze Wschodu” (zimna fala w połączeniu z porą burzową nad Wielką Brytanią i Irlandią pod koniec 2018 roku, która przyniosła niezwykle niskie temperatury i duże opady śniegu), a także przed rozpoczęciem lata (prognozy pogody słusznie przewidywały wyjątkowo wysokie temperatury, szczególnie na południu Francji). Ponieważ zima okazała się stosunkowo łagodna (choć bardzo długa), wraz z nadejściem lata narodziło się wiele trudności w wytwarzaniu energii. Wysokie temperatury we Francji przekładają się nie tylko na popyt na energię związany z pogodą (napędzany przez klimatyzację), ale także na dość wysokie ryzyko przestojów elektrowni jądrowych, ze względu na wysoką temperaturę rzek. Zgodnie z takim scenariuszem, który faktycznie miał miejsce tego lata, woda w rzece jest zbyt ciepła, aby można ją było wykorzystać do chłodzenia reaktora; w konsekwencji elektrownie musiały zostać zamknięte. Znaczenie miało również parowanie, dodatkowo wzmacniające ten efekt poprzez obniżenie poziomu wody.

Nadejście jesieni wcale nie poprawiło sytuacji francuskiego sektora jądrowego. Na początku września EDF (operator francuskiej energetyki jądrowej) poinformował o zaistnieniu odchyśleń od standardów technicznych w spawach niektórych generatorów pary (zainstalowanych po 2008 roku). Ponieważ objęte wątpliwościami elektrownie zostały natychmiast wycofane z produkcji energii, francuskie ceny spot wzrosły natychmiast, wpływając szczególnie na rynek włoski (który zachował się tak samo). Mimo że EDF zapewniło, że funkcjonowanie wspomnianych elektrowni jest w pełni bezpieczne, analitycy pozostawali sceptyczni aż do czasu publikacji niezależnej oceny ASN.

The problem raised a lot of questions regarding the long-term development plan of the French power sector, as two of the problematic plants have been included in the RTE's shut down schedule (by max 2035). As the French government's plan is to cut the nuclear share in the generation mix to 50% (from approx. 75 % at the moment) in the next 15 years, the analysts are cautious on the alternative to the coverage of the demand.

GERMANY

There were also numerous revelations on the German market this year, the biggest being the question of the coal phase-out and the consequent scenarios for the development of the renewable power.

At the end of January, the German coal commission published the report that had set a foundation for the coal/lignite phase-out. The document (which ultimately had been followed by the federal government) had presented a pretty aggressive plant closure program, with an expectation of 15-GW shut downs until 2022. Even though such change in the market should have had a bullish effect on the forward prices, ultimately, the effect was rather neutral/bearish, as the planned closures are aimed at the oldest and the least efficient plants and the operators are supposed to receive compensations from the government.

Over the year, we observed a gradual drop in the lignite output (decreasing, for example, by 2 GW y/y in May¹), caused by the disadvantageous Clean Dark Spread and lack of competitiveness to gas generation. With the estimated costs of 27€/MWh (based on the RWE estimates) and German power prices in the 30-35 €/MWh range (excluding exceptional events, such as negative prices on the extremely high wind generation), the profitability of coal power plants proved, as a matter of fact, to be very low. To cushion the consequences of a lack of coal generation, Germany became an importer of energy from its neighbors during the times of tightness.

BREXIT – SHAKING THE SHORT-TERM EUA MARKET AND LONG-TERM INVESTMENTS

Brexit was also a topic very present in conversations between power markets' analysts, mainly due to the risks of blackouts on the island (in case of no Brexit) and the evident influence of "the UK's leaving" on the market of the EUAs.

Problem zrodził wiele pytań dotyczących długoterminowego planu rozwoju francuskiego sektora energetycznego, ponieważ dwie problematyczne elektrownie zostały uwzględnione w harmonogramie zamykania RTE (do maksymalnie 2035 roku). Ponieważ plan rządu francuskiego polega na zmniejszeniu udziału energii jądrowej w miksie wytwórczym energii do 50% (z około 75% obecnie) w ciągu następnych 15 lat, analitycy zachowują ostrożność w kwestii alternatywy dla pokrycia popytu.

NIEMCY

Na rynku niemieckim również pojawiły się w tym roku sporo rewelacje. Najważniejszą kwestią był plan odejścia od węgla w energetyce i wynikające z tego scenariusze rozwoju energii odnawialnej.

Pod koniec stycznia niemiecka komisja węglowa opublikowała raport, który stworzył podstawy do wycofywania się z węgla/węgla brunatnego. Dokument (który został ostatecznie przyjęty przez rząd federalny) przedstawiał dość agresywny plan zamykania elektrowni, z przewidywanym wyłączeniem 15 GW już do 2022 roku. Mimo iż taka zmiana na rynku powinna spowodować wzrost cen terminowych, ostatecznie była raczej neutralna, ponieważ planowane zamknięcia dotyczą najstarszych i najmniej wydajnych elektrowni, a operatorzy powinni otrzymywać rekompensaty od rządu.

W ciągu roku obserwowaliśmy stopniowy spadek energii wytwarzanej z węgla brunatnego (na przykład spadek o 2 GW rok do roku w maju¹), ze względu na niekorzystny Clean Dark Spread i brak konkurencyjności w stosunku do energii z gazu. Przy szacowanych kosztach 27 €/MWh (w oparciu o szacunki RWE) i niemieckich cenach energii w przedziale 30–35 €/MWh (z wyłączeniem wyjątkowych zjawisk, takich jak ujemne ceny przy ekstremalnie wysokim wytwarzaniu energii z wiatru), opłacalność elektrowni węglowych okazała się w rzeczywistości bardzo niska. Aby złagodzić skutki braku energii wytwarzanej węgla, Niemcy w okresach niedoborów stały się importerem energii od sąsiadów.

BREXIT – WSTRZĄS DLA RYNKÓW KRÓTKOTERMINOWYCH EUA I INWESTYCJI DŁUGOTERMINOWYCH

Brexit był również bardzo popularnym tematem rozmów pomiędzy analitykami rynku energii, głównie ze względu na ryzyko blackoutu na wyspie (w przypadku braku Brexitu) oraz oczywisty wpływ „wyjścia Wielkiej Brytanii z UE” na rynek EUA.

As we remember, the possibility of the UK leaving without any deal had been highly probable at least a couple of times. In such an eventuality, power (as any other exchangeable good, easily traded thanks to the EU single market) could not be traded on the European Power Exchange. Lack of the balancing possibility via interconnectors could easily cause a blackout, in case of extensive wind generation or undersupply of fossil fuels (coal, gas).

This would also influence the long-term profitability of numerous foreign investments in the UK. One of the investments that could be the most affected is the Nemo Link – 1 GW electricity interconnector between the UK and Belgium. Considering the price premium, overall long-term effect of the interconnector was expected to be bearish to the British power prices, making them more competitive on the European market, but with the eventuality of Brexit, the investment would not have a chance to be utilized. Even though the UK government assured that day-ahead auctions would be possible (with an annotation that most likely not frictionless), the trading of long-term products and transmission capacity would not be possible.

Another big question mark was the UK's position on the ETS. Under a no-deal Brexit, Britain would automatically leave the European carbon scheme, leading to expectations of a sell-off by British firms holding EU carbon permits they no longer need². As a matter of fact, any decision (or even a discussion) had been causing volatility on the market, presented in the graph 2.

As the EUA market is largely driven by financial players and speculators, significant volatility would bring not only confusion to the power markets but could negatively impact long-term investment decisions.

WHAT TO EXPECT IN 2020?

I believe 2020 is going to be a ground-breaking year, especially for the Polish market. Until now, the observation of the CWE markets from Warsaw's perspective was something "nice to do", rather than necessary, on the limited exposure to the CWE's markets. In the second half of November, PPE (Polish Power Exchange,

Możliwość Brexitu bez umowy była bardzo prawdopodobna co najmniej kilka razy. W takim przypadku, energia (jak każde inne wymienne dobro, którym można łatwo obracać dzięki jednolitemu rynkowi UE) nie mogłaby być przedmiotem obrotu na Europejskiej Giełdzie Energii. Brak możliwości bilansowania przez połączenia transgraniczne może spowodować blackout, w przypadku silnego wytwarzania energii z wiatru lub niedostatecznej podaży paliw kopalnych (węgiel, gaz).

Miałoby to również wpływ na długoterminową rentowność wielu inwestycji zagranicznych w Wielkiej Brytanii. Jedną z tych, które mogą być najbardziej zagrożone jest połączenie elektryczne Nemo Link – 1 GW między Wielką Brytanią a Belgią. Biorąc pod uwagę nadwyżkę cenową, oczekiwano, że ogólny długoterminowy efekt połączenia będzie zniżający w stosunku do brytyjskich cen energii, zwiększając ich konkurencyjność na rynku europejskim, ale w przypadku Brexitu inwestycja nie miałaby szansy na opłacalność. Mimo że rząd Wielkiej Brytanii zapewnił o możliwości aukcji z jednodniowym wyprzedzeniem (z adnotacją, że najprawdopodobniej nie obejdzie się bez problemów), handel produktami długoterminowymi i zdolnością przesyłową nie będzie możliwy.

Pozycja Wielkiej Brytanii w Europejskim Systemie Handlu Emisjami stała się pod znakiem zapytania. W wyniku Brexitu bez porozumienia, Wielka Brytania automatycznie rezygnuje z europejskiego systemu emisji CO₂, co spowoduje prywatyzację brytyjskich firm posiadających unijne pozwolenia na emisję węgla, których już nie będą potrzebować². Każda decyzja (lub nawet dyskusja) powodowała dużą zmienność na rynku, co przedstawia wykres 2.

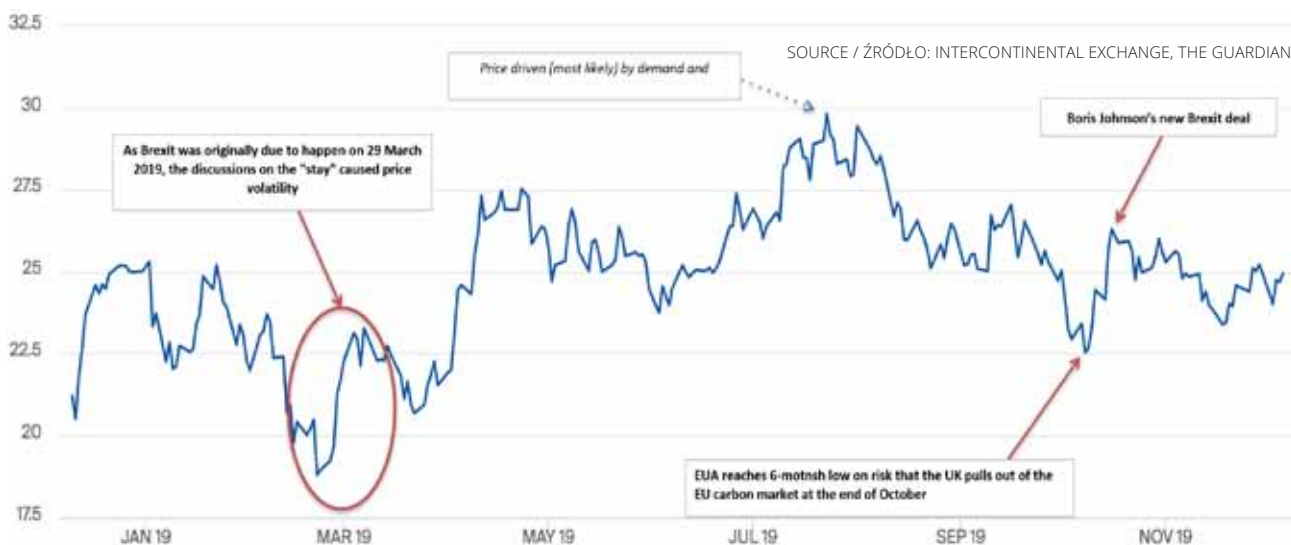
Ponieważ rynek EUA jest w dużej mierze napędzany przez podmioty finansowe i spekulantów, wysoka zmienność może nie tylko wprowadzić zamieszanie na rynkach energii, ale może także negatywnie wpłynąć na długoterminowe decyzje inwestycyjne.

CZEGO MOŻEMY SIĘ SPODZIEWAĆ W 2020 ROKU?

Wierzę, że rok 2020 będzie przełomowy, zwłaszcza dla rynku polskiego. Do teraz obserwacja rynków Europy Środkowo-Zachodniej z punktu widzenia Warszawy była raczej czymś „przyjemnym” niż koniecznym, z uwagi na ograniczoną ekspozycję na rynki Europy Środkowo-Zachod-

1. Based on data from ENTSO-E
Na podstawie danych z ENTSO-E

GRAPH 2: VOLATILITY OF EUA PRICE, IN THE CONTEXT OF BREXIT NEGOTIATIONS WYKRES 2: ZMIENNOŚĆ CEN EUA W KONTEKŚCIE NEGOCJACJI W SPRAWIE BREXITU



POLISHENERGYBRIEF

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL

in Polish: TGE) opened the cross-border single intra-day coupling (SIDC) based on the XBID model, which connects national electricity Intraday Markets within the European Union and enables continuous cross-border trading among entities in most European countries. The inter-dependence of the European countries is going to become even more evident and will require more attention of the Polish analysts and traders.

Another important aspect that will most likely emerge in 2020 will be Poland's dependence on coal being challenged on the international arena, especially since the German government has taken concrete steps to phase-out coal-based generation. Poland is already a "black sheep" in Brussels when it comes to the power mix, but now, with the neighbour prioritizing the structure of the power generation, the pressure is even higher. It could be an excellent example to learn from, ultimately. Close analysis and observation of German CDS and CSS could be a good basis for the evaluation of further developments of the LNG terminals in Poland and intensifying construction of highly-efficient gas plants. ■

niej. W drugiej połowie listopada, Towarowa Giełda Energii (TGE) stworzyła mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego energii elektrycznej (SIDC) w oparciu o model XBID, który łączy krajowe rynki energii elektrycznej w Unii Europejskiej i umożliwia ciągły handel transgraniczny między podmiotami w większości krajów europejskich. Współzależność krajów europejskich stanie się jeszcze bardziej widoczna i będzie wymagać większej uwagi polskich analityków i handlowców.

Kolejnym ważnym aspektem, który najprawdopodobniej pojawi się w 2020 roku, będzie uzależnienie Polski od węgla, które zostanie zakwestionowane na arenie międzynarodowej, zwłaszcza że rząd niemiecki podjął konkretne kroki w celu wygaszania energetyki opartej na węglu. Polska była już „czarną owcą” w Brukseli, jeśli chodzi o miks energetyczny, ale teraz, gdy nasz sąsiad stawia strukturę energetyki jako priorytet, presja jest jeszcze większa. Może to być jednak doskonały przykład do nauki. Ścisła analiza i obserwacja niemieckich CDS i CSS może być dobrą podstawą do oceny dalszego rozwoju terminali LNG w Polsce i intensyfikacji budowy wysoce wydajnych elektrowni gazowych. ■

2. Source: Reuters.
Źródło: Reuters

THE DEVELOPMENT OF DISTRIBUTED ENERGY REQUIRES A NEW APPROACH TO ENERGY TRADING

ROZWÓJ ENERGETYKI RÓZPROSZONEJ WYMAGA NOWEGO PODEJŚCIA DO HANDLU ENERGIĄ

CHALLENGES THE PROFESSIONAL ENERGY SECTOR IS FACING

The trends currently observed in the energy sector are leaning towards significant structural changes and to the creation of a new systemic order in the future. The costs associated with electricity production, resulting from taxation of the negative environmental impact of power plants, are becoming a severe challenge for the economy and individual consumers. The recent increase in the prices of CO₂ emission rights has doubled energy bills for companies. Without access to clean, reliable and affordable energy, one cannot think about building a modern society.

At the same time, with the mentioned increase in costs related to conventional energy, we observe turbulent technological changes in energy equipment for distributed generation and renewable sources. The unprecedented drop in prices of photovoltaic panels has initiated a transformation allowing for democratisation of energy production. The wish to become independent from an institutional energy supplier resulted in investments on a massive scale among individual consumers. This trend is visible in Western European countries and, increasingly common, also in our part of Europe.

WYZWANIA, Z KTÓRYMI BORYKA SIĘ ENERGETYKA ZAWODOWA

Obserwowane obecnie trendy w energetyce prowadzą do poważnych zmian strukturalnych i do utworzenia w przyszłości nowego ładu systemowego. Koszty związane z produkcją energii elektrycznej, a wynikające z opodatkowania negatywnego wpływu elektrowni na środowisko naturalne, stają się poważnym wyzwaniem dla gospodarki i odbiorców indywidualnych. Wzrost cen jednostek emisji CO₂ w ostatnim okresie spowodował podwojenie rachunków energetycznych dla firm. Bez dostępu do czystej, niezawodnej i przystępnej cenowo energii nie można myśleć o budowie nowoczesnego społeczeństwa.

Równoległe ze wspomnianym wzrostem kosztów związanych z energetyką konwencjonalną obserwujemy burzliwe zmiany technologiczne na rynku urządzeń do produkcji energii w sposób rozproszony oraz wykorzystujących źródła odnawialne. Bezprecedensowy spadek cen paneli fotowoltaicznych zapoczątkował zmianę, pozwalającą na demokratyzację produkcji energii. Chęć uniezależnienia się od instytucjonalnego dostawcy energii spowodowała inwestycje na masową skalę wśród odbiorców indywidualnych. Widoczne jest to w krajach Europy zachodniej oraz coraz bardziej powszechne, także w naszej części Europy.

RADOSŁAW GNUTEK
ENERGY EKSPERT
EKSPERT DS. ENERGETYKI



The energy market and the entire energy system are based on large institutional players, both supplying energy and those being responsible for its transmission and distribution from generators to consumers. Energy production continues to be dominated by producers utilising mainly fossil fuels, which cause pollution, health problems and contribute significantly to climate change. Due to the difference in scale, small generators are not able to represent their interest on an equal footing with the big player.

A prosumer producing electricity in a photovoltaic installation at home, which generates surplus energy, is not able to freely dispose of it by selling kilowatt-hours, e.g. to a neighbour. Such a transaction must involve large companies holding energy trading license or distribution network operators. They add several charges which make the sale unprofitable.

The energy system is currently not suited to fully democratic energy production and trade. To achieve this, organisational and legal changes are unavoidable. It is also necessary to introduce several technological solutions allowing unconstrained trade of small quantities of energy directly within local communities.

THE ROLE OF THE DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES IN SOCIETY

The benefits of distributed energy are significant. Thanks to the production of energy locally, close to the consumers, it is possible to avoid the need to build expensive transmission or distribution infrastructure. The payback time on infrastructural investments is very long. Therefore, in most countries, the state takes over the initiative related to the development and maintenance of this area. The more energy is produced and consumed locally, the smaller the need for transmission, which involves energy losses and, consequently, additional costs for the system.

The small scale of production also limits the impact on the environment. The installation does not take up much space. There is also no need to expand the logistic system of fuel supply, such as, e.g. coal mixing and storage yards. Such installations are hidden in small buildings, which do not disturb the view of public space. A small generation unit also means low emissions that do not pollute locally with highly concen-

Rynek energii oraz cały system energetyczny są oparte o dużych instytucjonalnych uczestników zarówno dostarczających energię jak też odpowiedzialnych za jej przesył od wytwórców do konsumentów. Nadal produkcja energii zdominowana jest przez producentów wykorzystujących w przeważającej większości paliwa kopalne, co powoduje zanieczyszczenie środowiska, problemy zdrowotne oraz w sposób znaczący przyczynia się do zmian klimatu. Z racji różnicy skali mali wytwórcy nie są w stanie w sposób równoprawny forsować swoich racji w konfrontacji z dużym graczem.

Prosument produkujący energię elektryczną w przydomowej instalacji fotowoltaicznej, który przy okazji wytworzy nadwyżkę energii nie jest w stanie w sposób swobodny nią dysponować sprzedając kilowatogodziny np. sąsiadowi. W transakcji takiej muszą uczestniczyć duże firmy posiadające pozwolenie na handel energią czy operatorzy sieci dystrybucyjnej. Dodają one przy tym szereg opłat, powodując, że transakcja taka staje się nierentowna.

System energetyczny nie jest obecnie przystosowany do w pełni demokratycznej produkcji i handlu energią. Aby to osiągnąć, niezbędne są zmiany organizacyjne, prawne oraz konieczne jest wprowadzenie szeregu rozwiązań technologicznych, które pozwolą na swobodny handel niewielkimi ilościami energii w sposób bezpośredni w lokalnych społecznościach.

ROLA ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W SPOŁECZEŃSTWIE

Korzyści płynące z energetyki rozproszonej są znaczące. Dzięki produkcji energii lokalnie, blisko odbiorców, możliwe jest unikanie konieczności budowania drogiej infrastruktury przesyłowej lub dystrybucyjnej. Czasy zwrotu z inwestycji infrastrukturalnych są bardzo długie. Dlatego w większości krajów państwo musi przejmować inicjatywę związaną z rozwojem i utrzymaniem tego obszaru. Im więcej energii zostanie wytworzonej i skonsumowanej lokalnie, tym mniejsza jest konieczność przesyłu, który jest również związany ze stratami energii i w konsekwencji dodatkowymi kosztami dla systemu.

Miała skala produkcji ogranicza również wpływ na otoczenie. Instalacja nie zajmuje dużej przestrzeni. Nie ma też potrzeby rozbudowywania systemu logistycznego dostarczania paliwa jak np. place do składowania i przygotowania mieszanki węglowej. Instalacje takie ukryte są w niewielkich budynkach, które nie psują swym wyglądem prze-

trated emissions. Very often, distributed installations use non-emitting technologies, which further reduces the impact on the environment.

Distributed energy allows the use of local energy resources, which would be uneconomic to use in other conditions. Waste energy streams from technological processes, which are available only at certain moments in the technological process, often having low parameters or being produced in multiple industrial plants, but in small amounts, create a challenge to utilise them effectively. Even adding all those energy streams together, and even if the sum is of significant magnitude, the fact that it is spatially or timely dispersed makes it unsuitable for the centralised generation. However, distributed local systems are the ideal solution for such situations.

The same applies to agricultural waste with low heating value. High logistic costs make the use of this valuable waste ineffective. However, by using distributed solutions that can be located close to the source of the waste stream, often producing energy for self-consumption of this same source, one can avoid unnecessary energy transmission, losses associated with it and the use of fossil fuels. By exploiting local energy resources for energy production, one also becomes independent of the influence of geopolitical conditions, improving the security of supply of a country.

Distributed systems have several benefits related to system reliability. Failure and shutdown of one power plant with a capacity of 1000 MW cause a significant system disturbance. It is necessary to maintain in operation, for instance, 5 units with a capacity of 200 MW. At the same time, the shutdown of several small distributed units, e.g. of 500 kW power, have no noticeable impact on the entire power system. Moreover, even small excess power available in each of the units remaining in production makes it possible to compensate for the loss of production capacity. The occurrence of blackouts, i.e. a complete emergency shutdown of the power system in an area, also becomes much less likely and its extent can be effectively limited. Return to regular operation is also much easier.

strzeni publicznej. Mała jednostka wytwórcza, to także niewielkie emisje, które nie zatruwają punktowo danej lokalizacji. Bardzo często w instalacjach rozproszonych stosowane są technologie nieemisyjne, co jeszcze bardziej redukuje wpływ na otoczenie.

Energetyka rozproszona pozwala na wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych, których spożytkowanie byłoby nieekonomiczne w innych warunkach. Energia odpadowa z procesów technologicznych, która pojawia się tylko w określonych momentach procesu technologicznego, często ma niskie parametry lub wytwarzana jest w wielu zakładach przemysłowych ale w niewielkich ilościach stanowi wyzwanie w efektywnej eksploatacji. Nawet jeśli po zsumowaniu wydajności wszystkich źródeł, ilości dostępnej energii są znaczące, ale fakt rozproszenia energii nie pozwala na wykorzystanie jej w systemach scentralizowanych. Lokalne systemy rozproszone są jednak rozwiązaniem idealnym w takich sytuacjach.

Podobna sytuacja jest w przypadku odpadów rolnych, posiadających niewielką wartość opałową. Duże koszty logistyczne powodują, że wykorzystanie tych wartościowych odpadów jest nieefektywne. Stosując jednak rozwiązania rozproszone, które mogą być zlokalizowane blisko źródła odpadów, często produkując energię na potrzeby tego samego źródła, możemy uniknąć niepotrzebnego przesyłu energii, strat z nim związanych oraz unikamy wykorzystania paliw kopalnych. Wykorzystując lokalne surowce energetyczne do produkcji energii, uniezależniamy się także od wpływu uwarunkowań geopolitycznych poprawiając bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Systemy rozproszone posiadają szereg korzyści związanych z niezawodnością systemu. Awaria i odstawienie jednej elektrowni o mocy 1000 MW powoduje znaczne zakłócenie systemu. Konieczne jest utrzymanie w ruchu np. 5 jednostek o mocy 200 MW. Z drugiej strony odstawienie kilku niewielkich jednostek rozproszonych np. o mocy 500 kW nie wpłynie w odczuwalny sposób na całość systemu energetycznego a nawet niewielkie nadmiary mocy dostępne w każdej z pozostających w produkcji jednostek rozproszonych pozwolą na kompensację utraconej mocy produkcyjnej. Wystąpienie awarii powodujących tzw. black-out, czyli całkowite awaryjne wyłączenie systemu energetycznego na jakimś obszarze, staje się również znacznie mniej prawdopodobne a jego zasięg może być skutecznie ograniczony. Powrót do normalnej pracy jest również dużo łatwiejszy.

The main advantages of distributed energy disappear when you try to fit it into the framework of the centralised energy system. Large energy companies use technologies suitable for distributed energy in a centralised way. Connecting, e.g. a sizeable photovoltaic farm at one point in the power grid does not utilise the advantages associated with improving the reliability of the system. Wind farms with a large installed capacity take up considerable space, affecting the appearance of the environment. Large biomass-fired installations continue to emit unfavourable chemical compounds in a concentrated flue gas stream. They require complex logistics systems that emit further pollutants when, for example, transport is carried out using internal combustion vehicles. Pushing distributed energy technology into centralised energy framework is not the best way to develop a reliable and environmentally friendly energy system.

INVOLVEMENT OF THE DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES IN THE ENERGY TRADING SYSTEM

The electricity trading market in Poland is not adapted to serve distributed energy units. Its current structure is designed for a limited number of participants with a specific minimum scale and holding an appropriate license. It is not currently able to accommodate millions of prosumers producing kilowatts of power on an equal footing with a massive power corporation with thousands of megawatts of installed capacity.

To be able to sell the excess energy produced, it is necessary to have a third party involved, the so-called aggregator, which carries out the authorisation of the transaction as the central unit assuring the validity of the process, mitigating the risk for its participants. It generates additional costs and unnecessarily obstacles between the generator and the consumer. The technical solution to this problem, which has recently become increasingly popular, might be the use of blockchain for transaction authorisation.

Główne zalety energetyki rozproszonej znikają, gdy próbuje się je wcisnąć w ramy energetyki scentralizowanej. Technologie, które idealnie pasują do energetyki rozproszonej, są wykorzystywane przez duże firmy energetyczne w sposób scentralizowany. Podłączenie np. dużej farmy fotowoltaicznej w jednym punkcie systemu energetycznego nie pozwala wykorzystać przewag związanych z poprawą niezawodności systemu energetycznego. Farmy wiatrowe o dużej zainstalowanej mocy zajmują dużą przestrzeń wpływając niekorzystnie na wygląd otoczenia. Duże instalacje zasilane biomasą nadal emitują niekorzystne związki chemiczne w skoncentrowanym punktowym strumieniu spalin. Wymagają one skomplikowanych systemów logistycznych, które emitują kolejne zanieczyszczenia, gdy np. transport odbywa się z wykorzystaniem pojazdów spalinowych. Włączanie technologii energetyki rozproszonej w ramy energetyki scentralizowanej to nie jest najlepszy sposób rozwijania niezawodnego i ekologicznego systemu energetycznego.

UDZIAŁ ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W SYSTEMIE HANDLU ENERGIĄ

Rynek handlu energią elektryczną w Polsce nie jest przystosowany do obsługi jednostek energetyki rozproszonej. Obecna struktura rynku przeznaczona jest dla ograniczonej liczby uczestników posiadających pewną minimalną skalę oraz posiadających odpowiednią koncesję. Rynek nie jest przystosowany do uczestniczenia milionów prosumentów produkujących kilowaty mocy na równych zasadach z wielką korporacją energetyczną posiadającą tysiące megawatów mocy zainstalowanej.

Aby mieć możliwość sprzedaży nadmiaru wyprodukowanej energii niezbędny jest udział strony trzeciej, czyli tzw. agregatora, który przeprowadzi autoryzację transakcji, jako centralna jednostka sprawująca kontrolę nad poprawnością procesu redukując ryzyko dla jego uczestników. Powoduje to dodatkowe koszty oraz niepotrzebne utrudnienie w relacjach wytwórcy i odbiorcy. Rozwiązaniem technicznym tego problemu, które ostatnio zdobywa coraz większą popularność, może być zastosowanie blockchain do autoryzacji transakcji.

Blockchain is an information technology used so far in the creation of virtual currency, e.g. Bitcoin or Ether. However, it is not its only application. Blockchain allows for the automation of the trading process and elimination of the central institution authorising individual transactions. Information about a purchase or sale of energy is no longer stored in the database of one central organisation but is spread over many computers, which are used for exchange. The data is stored in a so-called ledger, copies of which are located in many places in the network. In this way, at least one copy of the transaction list is available at any time to determine whether the proposed trade agreement is correct.

The introduction of blockchain technology automates the process of authorisation, confirmation, update of sales volume or verification of data on past transactions, which in the traditional system are executed manually and take a large part of the time needed to perform a sale and purchase agreement. By speeding up this process, it is possible to reduce the costs of market functioning and thus enable smaller players to participate in the exchange. It also makes it possible to exchange directly between two small entities, e.g. prosumers - so-called peer-to-peer, similar to the widespread exchange of files on the Internet, e.g. music or films.

Peer-to-peer exchange allows prosumers, e.g. close or distant neighbours, to sell surplus electricity directly. It is enough to access the system through a telecommunication module utilising the Internet of Things (IoT) technologies installed in the production device itself. The development of IoT is a catalyst for changes in the exchange of information and an indispensable factor in the development of distributed energy.

Companies providing such systems are already starting to emerge worldwide. An example can be Powerpeers from the Netherlands, which enables the purchase of electricity from neighbours, choosing the type of energy source preferred by the consumer. Another company of this type is the British company Piclo providing an IT platform that allows access to lo-

Blockchain to technologia informatyczna, stosowana dotychczas w tworzeniu wirtualnej waluty, np. Bitcoin czy Ether. Nie jest to jednak jedyne jej zastosowanie. Blockchain pozwala na automatyzację procesu handlowego oraz eliminację centralnej instytucji autoryzującej poszczególne transakcje. Informacje o dokonanym zakupie lub sprzedaży energii nie są już składowane w bazie danych jednej centralnej organizacji, ale są rozproszone po wielu komputerach, za pomocą których następuje wymiana. Dane przechowywane są w wirtualnej księdze (ang. ledger), której kopie znajdują się w wielu miejscach sieci. W ten sposób w każdej chwili dostępna jest przynajmniej jedna kopia listy transakcji, na podstawie której określić można, czy proponowana umowa handlowa jest poprawna.

Wprowadzenie blockchain automatyzuje proces autoryzacji, potwierdzania, aktualizacji wolumenu sprzedaży czy weryfikowania danych o przeszłych transakcjach, które w tradycyjnym systemie są realizowane ręcznie i zajmują dużą część czasu potrzebnego na przeprowadzenie umowy sprzedaży i kupna energii. Poprzez przyspieszenie tego procesu możliwe jest ograniczenie kosztów funkcjonowania rynku, a przez to umożliwienie mniejszym graczom udziału w wymianie. Prowadzi to także do umożliwienia wymiany bezpośredniej między dwoma małymi podmiotami np. prosumentami, tzw. peer2peer, na wzór popularnej wymiany plików w Internecie, np. muzyki lub filmów.

Wymiana peer2peer pozwala prosumentom, np. bliskim lub dalszym sąsiadom, sprzedaż bezpośrednią wyprodukowanej nadmiarowo energii elektrycznej. Wystarczy dostęp do systemu poprzez zainstalowany w samym urządzeniu wytwórczym, moduł telekomunikacyjny oparty na technologiach Internetu Rzeczy (ang. Internet of Things, IoT). Rozwój IoT jest katalizatorem zmian w zakresie wymiany informacji oraz niezbędnym czynnikiem w rozwoju energetyki rozproszonej.

Na świecie zaczynają już powstawać firmy dostarczające takie systemy. Przykładem może być firma Powerpeers z Holandii, pozwalająca na zakup energii elektrycznej od sąsiadów, wybierając preferowany przez konsumenta rodzaj źródła energii. Innym przykładem jest brytyjska firma Piclo, dostarczająca platformę informatyczną pozwalającą na dostęp do lokalnych odnawialnych źródeł energii, dobiera-

cal renewable energy sources, matching the demand with the production capacity of local generators and taking into account defined selection criteria.

The use of peer-to-peer is particularly useful in the organisation of self-balancing power microgrids. The local energy trading is used to minimise the energy exchange of the microgrid and its surrounding, assuring its independence from the rest of the system. It is not efficient to carry out such transactions in a centralised manner in such dispersed systems.

SUMMARY

The changes taking place in the energy sector create challenges which the current model of centralised energy is not coping with very well. The production of energy in distributed systems utilises the advantages of new technological solutions, leading at the same time to a more sustainable and accessible energy system.

The use of blockchain technology to manage the trade exchange between prosumers, similar to a peer-to-peer file exchange network, gives a chance to reduce transaction costs and manage freely the excess energy produced at home or in a small business. ■

jąc zapotrzebowanie do możliwości produkcyjnych lokalnych wytwórców, biorąc pod uwagę zdefiniowane kryteria doboru.

Zastosowanie peer2peer jest szczególnie przydatne w organizacji samobilansujących się mikrosieci elektroenergetycznych. Niezależność mikrosieci od reszty systemu wymaga, aby umożliwić wymianę handlową pomiędzy jej uczestnikami w taki sposób, by pobór lub eksport energii z systemu, w każdej chwili był minimalny. Prowadzenie takich transakcji w sposób scentralizowany jest nieefektywne w tak rozproszonych systemach.

PODSUMOWANIE

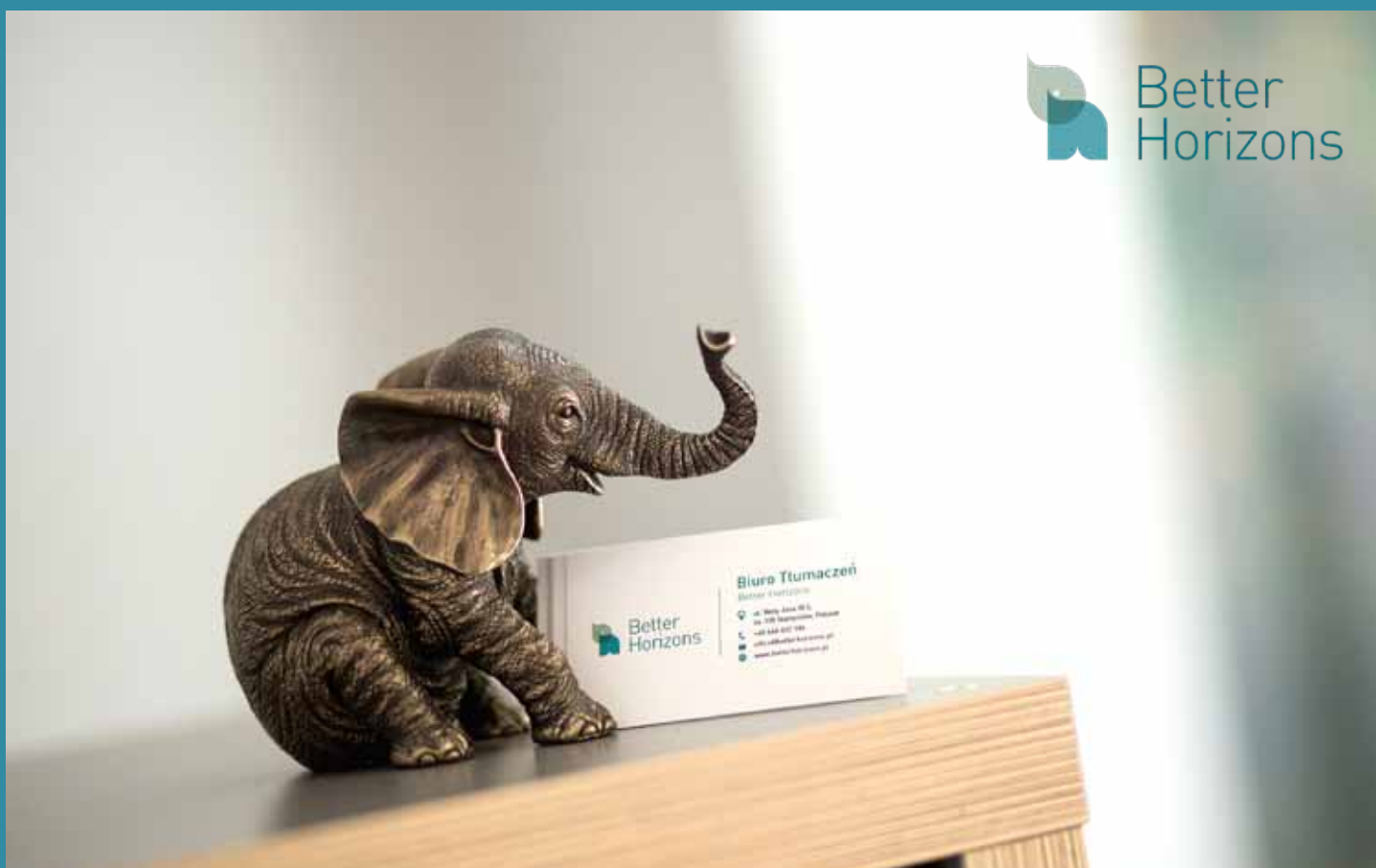
Zmiany zachodzące w energetyce tworzą wyzwania, z którymi dotychczasowy model energetyki scentralizowanej nie radzi sobie zbyt dobrze. Produkcja energii w systemach rozproszonych pozwala wykorzystać zalety nowych rozwiązań technologicznych, prowadząc równocześnie do bardziej zrównoważonego i powszechnego systemu energetycznego.

Wykorzystanie technologii blockchain do zarządzania wymianą handlową pomiędzy prosumentami na wzór sieci wymiany plików peer2peer, daje szansę na obniżenie kosztów transakcji i swobodne dysponowanie nadmiarem wyprodukowanej energii w domu lub małym przedsiębiorstwie. ■

WWW.BETTERHORIZONS.PL

TŁUMACZYMY Z ENERGIA

WE TRANSLATE WITH ENERGY!



YOUR PARTNER IN TRANSLATION

office@betterhorizons.pl



DEVELOPMENT OF THE ENERGY MIX IN THE COMING DECADE

ROZWÓJ MIKSU ENERGETYCZNEGO W NADCHODZĄCEJ DEKADZIE



CHRISTIAN SCHNELL

ENERGY EXPERT

LEGAL ADVISER AND PARTNER IN SOLIVAN

EKSPERT W DZIEDZINIE ENERGETYKI

RADCA PRAWNY I PARTNER W SOLIVAN

The future of the power mix in the coming decade, after the 2018 and 2019 power market auctions for the 2021-2024 delivery periods, seems to be more transparent. In line with the expectations, the largest beneficiaries of the power market for the 2021-2023 delivery period are lignite and hard coal-fired power plants, which have achieved very high prices - up to €55 000.00 per MW of allocated capacity. Therefore, the costs of the support system will amount to approximately PLN 5.5 billion annually, and perhaps even more if additional auctions are held from spring 2020 onwards for the indicated delivery periods. Many coal-fired power plants have been awarded long-term contracts, while very few gas-fired combined heat and power plants (CHP plants) have won the auctions. Given that 2023 is the last year for which a derogation mechanism resulting from the BAT conclusions (which are the Implementing Regulation for the 2016 Industrial Emissions Directive for large combustion plants) is foreseen, the main auction held on 10 December for the delivery period planned for 2024 allows to look at the market in a broader perspective.

GAS-FIRED POWER PLANTS WILL NOT TAKE OVER THE ROLE OF COAL-FIRED POWER PLANTS

With a base price of more than EUR 60 000.00 per MW of allocated capacity, it would be expected that the market will be dominated by the planned gas-fired CHP plants, whose total capacity after certification for auctioning on the power market was 4 GW. However, this did not happen. The only planned larger CHP plant that has won this year's auction is PGE's Dolna Odra power plant located next to Szczecin, which has close access to the LNG terminal in Świnoujście. By 2024, PGE plans to launch a power plant with two cogeneration units of 700 MW each. In the auction for supplies planned for 2021 has already rewarded one of two PKN ORLEN's gas-fired CHP plants, located in Płock and Włocławek, close to their refineries, with a total capacity of 1,100 MW, and a new gas-fired CHP plant in Żerań owned by PGNiG Termika. The remaining CHP plants are small and designed exclusively for the needs of local heat markets in smaller agglomerations.

Przyszłość mixu energetycznego w nadchodzącej dekadzie, po przeprowadzonych w 2018 i 2019 roku aukcjach w ramach rynku mocy na okresy dostaw 2021–2024, wydaje się być bardziej przejrzysta. Zgodnie z oczekiwaniami największymi beneficjentami rynku mocy na okres dostaw 2021–2023 są elektrownie węglowe brunatnego i kamiennego, które osiągnęły bardzo wysokie ceny – wynoszące do 55 000,00 euro za każdy MW przyznanej mocy. W związku z tym koszty systemu wsparcia wyniosą rocznie ok. 5,5 mld zł, a być może nawet więcej, jeżeli począwszy od wiosny 2020 roku zostaną zorganizowane dodatkowe aukcje dla wskazanych okresów dostaw. Wielu elektrowniom węglowym przyznano długoterminowe umowy, a jednocześnie bardzo niewiele elektrociepłowni gazowych wygrało aukcje. Mając na uwadze, iż rok 2023 jest ostatnim, dla którego przewidziano mechanizm derogacji wynikający z konkluzji BAT (stanowiących rozporządzenie wykonawcze do dyrektywy z 2016 roku w sprawie emisji przemysłowych dla dużych obiektów energetycznego spalania), główna aukcja przeprowadzona 10 grudnia na okres dostaw zaplanowany na rok 2024 pozwala spojrzeć na rynek w szerszej perspektywie.

ELEKTROWNIE GAZOWE NIE PRZEJMĄ ROLI ELEKTROWNI WĘGLOWYCH

Z ceną bazową wynoszącą ponad 60 000,00 euro za każdy MW przyznanej mocy należałoby spodziewać się, że rynek zostanie zdominowany przez planowane gazowe elektrociepłownie, których łączna moc po certyfikacji do aukcji na rynku mocy wynosiła 4 GW. Jednak tak się nie stało. Jedyną planowaną większą elektrociepłownią, która wygrała tegoroczną aukcję, jest należąca do PGE elektrownia Dolna Odra zlokalizowana obok Szczecina, posiadająca bliski dostęp do terminalu LNG w Świnoujściu. PGE planuje do 2024 roku uruchomić elektrownię z dwoma blokami kogeneracyjnymi z mocą 700 MW każdy. W aukcji na dostawy zaplanowane na rok 2021 nagrodzono już jedną z dwóch elektrociepłowni gazowych należących do PKN ORLEN, zlokalizowanych w Płocku i Włocławku, w pobliżu ich rafinerii z łączną mocą 1100 MW oraz nową elektrociepłownią gazową na Żeraniu należącą do PGNiG Termika. Pozostałe elektrociepłownie są niewielkie i przeznaczone wyłącznie na potrzeby lokalnych rynków ciepła w mniejszych aglomeracjach.

THE LIFETIME OF COAL-FIRED POWER PLANTS WILL BE EXTENDED

In the auction for supplies planned for 2021, the following new coal units were supported by 15-year contracts covering a total of 4.3 GW of new capacity: the Opole power plant owned by PGE, the Kozienice power plant owned by Enea, the Jaworzno power plant owned by Tauron and one new lignite unit in the Turów power plant owned by PGE. In the same auction, the following larger power plants also received support in the form of 5-year contracts (valid until 2025) for modernised units: five lignite units in Bełchatów with a capacity of 2 GW, two lignite units in Turów with a capacity of 500 MW, one hard coal unit in Opole with a capacity of 300 MW and one hard coal unit in Rybnik with a capacity of 200 MW (all belonging to PGE), nine hard coal units in Kozienice with a capacity of 2,7 GW and two hard coal units in Połaniec with 400 MW (belonging to Enea), three hard coal units in Ostrołęka with 600 MW (belonging to Energa) and three hard coal units in Łagisza with 700 MW and six hard coal units in Łaziska with 1.2 GW (belonging to Tauron). In addition, the auction was won by two smaller biomass units at the Veolia CHP plant in Łódź, they were awarded 100 MW of power (these units must leave the green certificate system by the end of 2020 in order to benefit from the power market), and the multi-fuel combustion plant in Zabrze owned by Fortum with 60 MW of power.

In addition, for the planned Ostrołęka power plant, with a capacity of 1 GW for the delivery period planned for 2023, a 15-year contract was awarded. However, the probability of constructing and commissioning this power plant by the planned year of supply is zero, due to the fact that for the joint venture implemented by Energa and Enea with construction costs ranging from PLN 7 to 8 billion, financial closure could not be achieved. According to experts, the project only has about 15% of the funds needed. Most likely, this power will be sold on the secondary market, e.g. to PGE.

In an auction for the delivery period scheduled for 2024, the following larger power plants also received support in the form of 5-year contracts (valid until 2028) for the modernized units: six lignite units in Bełchatów with a capacity of 2.4 GW, one lignite unit in Turów with a capacity of 250 MW, three hard coal units in Opole with a capacity of 900 MW and one hard

ŻYWOTNOŚĆ ELEKTROWNI WĘGLOWYCH ZOSTANIE PRZEDŁUŻONA

W aukcji na dostawy zaplanowane na rok 2021 wsparcie w postaci 15-letnich umów obejmujących łącznie 4,3 GW nowych mocy uzyskały następujące nowe bloki węglowe: w elektrowni Opole należącej do PGE, elektrowni Kozienice należącej do Enei, elektrowni Jaworzno stanowiącej własność Taurona oraz jeden nowy blok na węgiel brunatny w elektrowni Turów należącej do PGE. W tej samej aukcji wsparcie w postaci 5-letnich umów (ważnych do 2025 roku) dla zmodernizowanych bloków uzyskały również następujące większe elektrownie: pięć bloków węgla brunatnego w Bełchatowie z mocą 2 GW, dwa bloki węgla brunatnego w Turowie z mocą 500 MW, jeden blok węgla kamiennego w Opolu z mocą 300 MW oraz jeden blok węgla kamiennego w Rybniku z mocą 200 MW (wszystkie należące do PGE), dziewięć bloków węgla kamiennego w Kozienicach z mocą 2,7 GW i dwa bloki węgla kamiennego w Połaniecu z mocą 400 MW (należące do Enei), trzy bloki węgla kamiennego w Ostrołęce z mocą 600 MW (należące do Energi) oraz trzy bloki węgla kamiennego w Łagiszy z mocą 700 MW i sześć bloków węgla kamiennego w Łaziskach o mocy 1,2 GW (należące do Taurona). Ponadto aukcję wygrały dwa mniejsze bloki biomasowe w elektrociepłowni należącej do Veolii w Łodzi, przyznano im 100 MW mocy (bloki te muszą wyjść z systemu zielonych certyfikatów do końca 2020 roku, aby móc czerpać korzyści z rynku mocy), oraz instalacja spalania wielopaliwowej w Zabrzu należąca do Fortum z mocą 60 MW.

Dodatkowo dla planowanej elektrowni Ostrołęka, z mocą 1 GW dla okresu dostaw zaplanowanego na rok 2023, przyznano 15-letnią umowę. Prawdopodobieństwo wybudowania i uruchomienia tej elektrowni do planowanego roku dostaw jest jednak zerowe z uwagi na fakt, iż dla wspólnego przedsięwzięcia realizowanego przez Energa i Eneę z kosztami budowy od 7 do 8 mld zł nie udało się uzyskać zamknięcia finansowego. Zgodnie z opinią ekspertów projekt posiada dopiero około 15% potrzebnych środków. Najprawdopodobniej moc ta zostanie sprzedana na rynku wtórnym, np. do PGE.

W aukcji na okres dostaw zaplanowany na rok 2024 wsparcie w postaci 5-letnich umów (ważnych do 2028 roku) dla zmodernizowanych bloków uzyskały również następujące większe elektrownie: sześć bloków węgla brunatnego w Bełchatowie z mocą 2,4 GW, jeden blok węgla brunatnego w Turowie z mocą 250 MW, trzy bloki węgla kamiennego w Opolu z mocą 900 MW i jeden blok węgla kamiennego w Rybniku z mocą 200 MW (wszystkie należące do PGE), dwa

coal unit in Rybnik with a capacity of 200 MW (all belonging to PGE), two hard coal units in Jaworzno with a capacity of 400 MW (belonging to Tauron), with no additional capacity allocated for installations belonging to Enea and Energa. Thus, when at the end of 2025 the funds from the power market for the 2021 delivery period due to Energa and Tauron will run out, PGE will continue to receive huge support from the power market for the next 3 years, which puts it in a much better position to guarantee stable energy supplies to end users in the most attractive regions, i.e. Warsaw, Wrocław and Poznań, as well as in Upper Silesia and Cracow. Tauron, Enea and Energa will have limited capacity and will be forced to purchase energy from PGE or from another source present on the market, i.e. domestic (unstable) renewable sources, or energy imports will be necessary. This will additionally strengthen PGE's position in the market.

THE LIFETIME OF COAL-FIRED CHP PLANTS WILL BE EXTENDED

Similar developments can be expected in the district heating market. Following the acquisition of assets from EDF, PGE Energia Ciepła, a company from the heat industry, has gained a dominant position in this sector. Due to the fact that the results of the auction are not published in a fully transparent manner, it is impossible to indicate specifically which of PGE's combined heat and power plants were awarded power agreements. For the delivery period scheduled for 2021, PGE obtained a 5-year contract for 200 MW of capacity for a CHP plant, for example for a CHP plant in Gdańsk, and two 7-year contracts for two smaller biomass units of 60 MW each. For the delivery period scheduled for 2024, PGE was awarded two 5-year agreements for 85 MW capacity each for hard coal-fired cogeneration units, e.g. for the CHP plant in Bydgoszcz, and eleven 7-year agreements for the total capacity exceeding 350 MW. As these units will have to leave the green certificate system by the end of 2023 to avoid double support from the delivery period planned for 2024, in our opinion the future of the green certificate system after 2023 seems unclear. In addition to PGE, Tameh, a joint venture of Mittal Steel and Tauron, with three combined heat and power plants with a total capacity of 60 MW, and Tauron Ciepło with two combined heat and power plants with a capacity of 90 MW (coal) and 40 MW (biomass) have also obtained 5 and 7-year power contracts for the de-

bloki węgla kamiennego w Jaworznie z mocą 400 MW (należące do Taurona), przy czym nie przyznano dodatkowej mocy dla instalacji należących do Enei oraz Energi. Tym samym, kiedy pod koniec 2025 roku wyczerpią się fundusze z rynku mocy na okres dostaw zaplanowany na rok 2021 należne Enerdze i Tauronowi, PGE przez następne 3 lata będzie nadal uzyskiwać ogromne wsparcie z rynku mocy, co stawia ją w znacznie lepszej pozycji do zagwarantowania stabilnych dostaw energii odbiorcom końcowym w najbardziej atrakcyjnych regionach, tj. Warszawie, Wrocławiu i Poznaniu, a także na Górnym Śląsku i w Krakowie. Tauron, Enea i Energa będą mieć ograniczone moce wytwórcze i zostaną zmuszone do zakupu energii od PGE lub z innego źródła obecnego na rynku, tj. krajowych (niestabilnych) źródeł odnawialnych, lub konieczny będzie import energii. Umocni to dodatkowo pozycję PGE na rynku.

ŻYWOTNOŚĆ ELEKTROCIĘPŁOWNI WĘGLOWYCH ZOSTANIE PRZEDŁUŻONA

Podobnego rozwoju sytuacji można spodziewać się na rynku ciepłowniczym. Po przejęciu aktywów od EDF spółka PGE z branży ciepłowniczej, PGE Energia Ciepła, zyskała dominującą pozycję w tym sektorze. Z uwagi na fakt, iż wyniki aukcji nie są publikowane w całościowo transparentny sposób, niemożliwe jest wskazanie konkretnie, którym elektrociepłowniom należącym do PGE przyznano umowy mocy. Na okres dostaw zaplanowany na 2021 rok PGE uzyskała 5-letni kontrakt na 200 MW mocy dla elektrociepłowni, przykładowo dla elektrociepłowni w Gdańsku, oraz dwie 7-letnie umowy dla dwóch mniejszych bloków biomasowych na 60 MW każda. Na okres dostaw zaplanowany na 2024 rok PGE przyznano dwie 5-letnie umowy na 85 MW mocy każda dla bloków kogeneracyjnych na węgiel kamienny, np. dla elektrociepłowni w Bydgoszczy, oraz jedenaście 7-letnich umów na łączną moc przekraczającą 350 MW. Ponieważ jednostki te będą musiały opuścić system zielonych certyfikatów do końca 2023 roku, aby uniknąć podwójnego wsparcia począwszy od okresu dostaw zaplanowanego na rok 2024, naszym zdaniem przyszłość systemu zielonych certyfikatów po 2023 roku zdaje się być niejasna. Poza PGE również Tameh, joint venture Mittal Steel i Taurona, z trzema elektrociepłowniami z łączną mocą 60 MW oraz Tauron Ciepło z dwoma elektrociepłowniami z mocą 90 MW (węgiel) i 40 MW (biomasa) uzyskały 5 i 7-letnie umowy mocy na okres dostaw zaplanowany na 2024 rok. Jedyną nową elektrociepłownią przemysłową z 15-letnią umową na ten sam okres dostaw jest elektrownia spółki chemicznej Synthos Dwory o mocy 65 MW. Również PAK, ostatni duży prywatny operator elektrowni węglowej, otrzymał

livery period planned for 2024. The only new industrial CHP plant with a 15-year contract for the same delivery period is the power plant of the chemical company Synthos Dwory with a capacity of 65 MW. Also PAK, the last large private operator of a coal-fired power plant, received a 17-year contract for 40 MW for a gas-fired CHP plant for a delivery period planned for 2024.

MARKET CONCENTRATION AND FUTURE ENERGY SUPPLY

After 2025, the market of traditional energy supply sources will be in PGE's hands. Due to the fact that unstable renewable energy sources such as onshore wind power plants, photovoltaics and offshore wind power plants will continue to be developed to meet energy demand and meet EU climate targets, national units will have to face growing problems in the second half of the coming decade with their positioning in the merit order (based on variable costs of a given installation, which favors cheaper imported coal).

The remaining capacity of power plants by the end of the twenties will not be sufficient to meet peak demand unless it is significantly reduced and energy and heat storage solutions are available on a large scale. As the time has not (yet) come for energy storage within the power market, the energy storage sector should be developed with investment support, such as an modernistaion fund and a derogation fund (by granting free allowances).

In the heating sector, coal-fired cogeneration will disappear in many cities in the second half of the decade, and a combination of solutions based on heat pumps with central heat storage facilities connected to district heating networks (investment support from the Structural Funds) and smaller gas-fired peak load CHP plants (differential contracts in the support system for high-efficiency cogeneration intended for cogeneration with a maximum electrical capacity of 50 MW) will have to meet peak demand in winter. District heating systems will therefore develop in a similar way to the Danish approach to heat demand, and a move away from high-temperature networks to low-temperature networks and heat storage systems is inevitable and should be supported by EU structural funds.

17-letnią umowę na 40 MW dla elektrociepłowni gazowej na okres dostaw zaplanowany na 2024 rok.

KONCENTRACJA RYNKU

I PRZYSZŁE DOSTAWY ENERGII

Po 2025 roku rynek tradycyjnych źródeł dostaw energii będzie w rękach PGE. Z uwagi na fakt, iż niestabilne odnawialne źródła energii, takie jak elektrownie wiatrowe na lądzie, fotowoltaika oraz elektrownie wiatrowe na morzu, będą w dalszym ciągu rozwijane, aby zaspokoić zapotrzebowanie na energię oraz zrealizować unijne cele klimatyczne, krajowe jednostki będą musiały zmierzyć się w drugiej połowie nadchodzącej dekady z rosnącymi problemami związanymi z ich pozycjonowaniem w merit order (oparte o koszty zmienne danej instalacji, co faworyzuje tańszy węgiel z importu).

Pozostała do końca lat dwudziestych moc elektrowni nie będzie wystarczająca, aby zaspokoić szczytowe zapotrzebowanie, jeśli nie zostanie ono znacząco zmniejszone, a rozwiązania w zakresie magazynowania energii i ciepła nie będą dostępne na dużą skalę. Ponieważ nie nadszedł (jeszcze) czas na magazynowanie energii w ramach rynku mocy, sektor magazynów energii powinien być rozwijany przy wsparciu inwestycyjnym, takim jak fundusz modernizacyjny i fundusz derogacyjny (przez przyznawanie darmowych uprawnień).

W sektorze ciepłowniczym w drugiej połowie dekady w wielu miastach zniknie kogeneracja węglowa, a łącznie rozwiązań opartych na pompach ciepła z centralnymi magazynami ciepła podłączonymi do sieci ciepłowniczych (wsparcie inwestycyjne z funduszy strukturalnych) i mniejszych gazowych elektrociepłowniach szczytowych (kontrakty różnicowe w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji przeznaczone dla kogeneracji z maksymalną mocą elektryczną 50 MW) będzie musiało zaspokoić szczytowe zapotrzebowanie w okresie zimowym. Systemy ciepłownicze będą zatem rozwijały się podobnie jak w przypadku duńskiego podejścia do kwestii zapotrzebowania na ciepło, a odejście od sieci wysokotemperaturowych na rzecz sieci niskotemperaturowych oraz systemów magazynowania ciepła jest nieuniknione i powinno być wspierane przez unijne fundusze strukturalne.

As offshore wind farms will not become operational before the end of the twenties, due to the current status of project development and the fact that they are essentially intended to replace the supply provided so far by lignite power plants, a mix of onshore wind and photovoltaic must take over the role of hard coal-fired power plants following the phase-out of many obsolete, less flexible and therefore less competitive units between 2023 and 2025. Therefore, photovoltaics and onshore wind plants should continue to be supported by a differential contract auction system, which is the cheapest solution to ensure further capacity expansion.

For consumers, structural funds should be used to facilitate investment in heat pumps and self-produced electricity (mainly solar power), but also in small energy storage facilities to reduce peak demand. Energy efficiency measures, particularly in the construction sector, are inevitable. Their aim is to use appropriate equipment and minimise energy losses. Therefore, the Clean Energy Programme implemented by the National Fund for Environmental Protection and Water Management should be further developed.

Faced with such a perspective, Poland should have no problem to move to the zero emission scenario in the 2050 perspective, as the power market results have already indicated the right direction of changes. ■

Ponieważ morskie farmy wiatrowe zaczną działać nie wcześniej niż pod koniec lat dwudziestych, ze względu na obecny status rozwoju projektów oraz z uwagi na fakt, iż zasadniczo mają zastąpić dostawy dotychczas zapewniane przez elektrownie węgla brunatnego, miks elektrowni wiatrowych na lądzie oraz fotowoltaiki musi przejąć rolę elektrowni węgla kamiennego po wycofaniu w latach 2023–2025 wielu przestarzałych, mniej elastycznych, a tym samym mniej konkurencyjnych jednostek. Z tego względu fotowoltaika i elektrownie wiatrowe na lądzie powinny być dalej wspierane przez system aukcyjny oparty na kontrakcie różnicowym, który jest najtańszym rozwiązaniem pozwalającym zapewnić dalsze zwiększenie mocy wytwórczych.

W przypadku konsumentów należy przeznaczyć fundusze strukturalne na ułatwienie inwestycji w pompy ciepła i wytwarzanie własnej energii elektrycznej (głównie energii słonecznej), ale także na małe magazyny energii w celu zmniejszenia zapotrzebowania szczytowego. Podjęcie środków w zakresie poprawy efektywności energetycznej, szczególnie w sektorze budowlanym, jest nieuniknione. Ich celem jest zastosowanie odpowiednich urządzeń i zminimalizowanie strat energii. Dlatego też program „Czysta Energia” wdrożony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej powinien być w dalszym ciągu rozbudowywany.

Stojąc przed taką perspektywą, Polska nie powinna mieć problemu z przejściem do scenariusza zeroemisyjnego w perspektywie 2050 roku, gdyż wyniki rynku mocy już wskazywały właściwy kierunek zmian. ■

INTEGRATING SOLAR AND WIND SOURCES IN POWER SYSTEMS

KEY TECHNICAL CHALLENGES



INTEGRACJA ŹRÓDEŁ SŁONECZNYCH I WIATROWYCH W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

KLUCZOWE WYZWANIA TECHNICZNE



**KRYSTIAN KRUPA**

POWER SECTOR MODELLING AND ANALYTICS
EXPERT, JAGIELLONIAN INSTITUTE
EKSPERT DS. MODELOWANIA I ANALITYKI
SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ, INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

WIND AND SOLAR ENERGY ARE THE TWO DOMINANT AND FASTEST GROWING RENEWABLE ELECTRICITY SOURCES IN AUSTRALIA, CHINA, MOST OF EUROPE AND THE USA. THE OPERATION OF THESE GENERATORS IS IMPACTING SEVERAL KEY FACETS OF THE LEGACY POWER SYSTEMS DEVELOPED FOR FUNDAMENTALLY DIFFERENT TECHNOLOGIES. WHAT ARE THE MAIN CHALLENGES OF THE CONTEMPORARY ELECTRICITY LANDSCAPE ARE AND WHAT CAN BE DONE TO BRIDGE THE TWO WORLDS?

ENERGIA WIATRU I SŁOŃCA TO DWA DOMINUJĄCE ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W AUSTRALII, CHINACH, WIĘKSZOŚCI KRAJÓW EUROPESKICH ORAZ W USA. TECHNOLOGIE TE WPŁYWAJĄ NA KLUCZOWE OBSZARY FUNKCJONOWANIA SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH, KTÓRE ROZWIJAŁY SIĘ OPARCIU O FUNDAMENTALNIE INNE TECHNOLOGIE WYTWÓRCZE. JAKIE SĄ GŁÓWNE WYZWANIA TECHNICZNE STOJĄCE PRZED WSPÓŁCZESNĄ ELEKTROENERGETYKĄ I CO MOŻNA ZROBIĆ, ABY POŁĄCZYĆ DWA ŚWIATY?

RENEWABLE LANDSCAPE IN A NUTSHELL...

The transition towards renewable energy sources (RES) is powering through, mostly driven by solar and wind installations. According to 2018 statistics by the International Renewable Energy Agency (IRENA), these two energies jointly fuelled ~15% of the total of 7,074 gigawatts of electric capacity (GWe) installed worldwide, compared to ~4% in 2010 and less than 1% in 2000. Even though hydroenergy may still be at the forefront with ~17% share, it is pertinent to mention that the years 2000 and 2010 saw 20% and 18% of this resource in the global mix. At the same time, bio-energy grew from ~1% in 2000 through ~1.5% in 2010 to ~1.9% in 2018.

A number of countries worldwide have achieved a noticeable share of solar and wind capacity in their overall energy mix (Figure 1), driven by techno-economic and legislative dynamics. The former includes year-on-year technology progress (increasing capacity factors) and reductions in capital expenditure (lower cost to erect wind or solar farms), while the latter relates to energy policy targets for renewable generation adopted by many countries across the globe.

The most proliferated technologies to deploy the wind resource are on-shore and off-shore wind turbines

ENERGETYKA ODNAWIALNA W ZARYSIE...

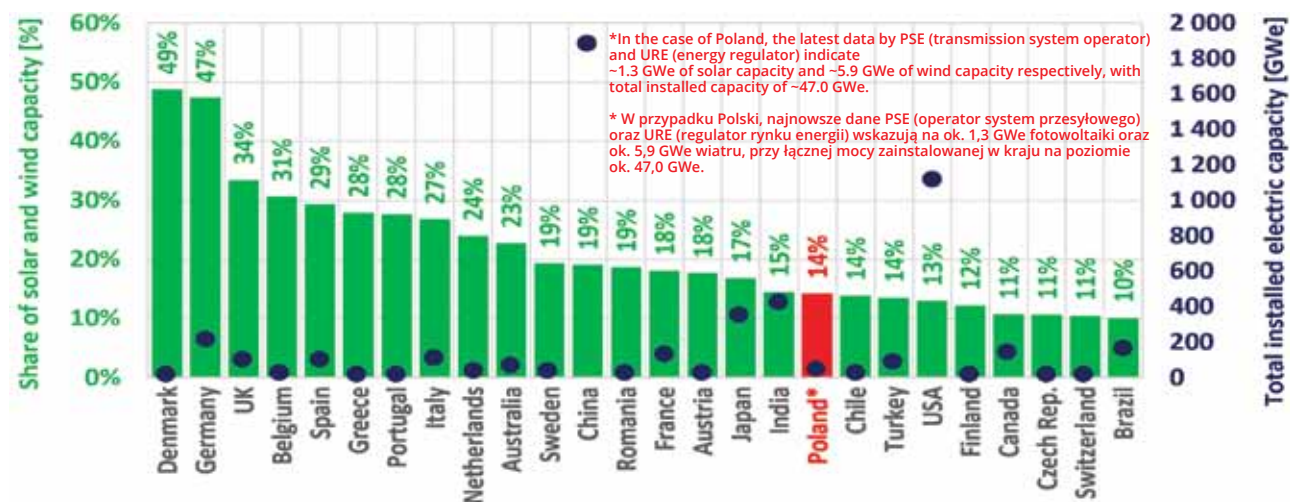
Transformacja w kierunku odnawialnych źródeł energii (OZE) postępuje, a główną siłą sprawczą jest energetyka słoneczna i wiatrowa. Według statystyk Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) za rok 2018, te dwa rodzaje źródeł odpowiadały łącznie za ok. 15% mocy elektrycznej zainstalowanej na świecie (7.074 GWe), względem ok. 4% w roku 2010 oraz niecałego 1% w roku 2000. Mimo iż na prowadzeniu z ok. 17% udziałem pozostaje hydroenergetyka, warto wskazać, że w roku 2000 wartość ta wynosiła ok. 20%, a w roku 2010 ok. 18% globalnych zasobów wytwórczych. W tym samym czasie, udział źródeł wykorzystujących bioenergię kształtował się między ok. 1% w roku 2000 przez ok. 1,5% w roku 2010 do ok. 1,9% w roku 2018.

Wiele krajów na świecie osiągnęło znaczący udział energetyki słonecznej i wiatrowej w swoich mikсах wytwórczych (Rys. 1), czego przyczyną były czynniki techniczno-ekonomiczne (postęp technologiczny, spadek jednostkowych nakładów inwestycyjnych) oraz legislacyjne (cele polityki energetyczno-klimatycznej przyjęte przez wiele krajów).

Najczęściej spotykanymi technologiami pozwalającymi na wykorzystanie energii wiatru lub słońca są turbiny wiatrowe (TW) lądowe i morskie oraz fotowoltaika (PV) na dachach domów oraz wielkoskalowa (farmy fotowol-

FIG. 1: SOLAR AND WIND CAPACITY AS % OF TOTAL INSTALLED CAPACITY [GWE] IN SELECTED COUNTRIES IN 2018

WYK. 1: MOC ŹRÓDEŁ SŁONECZNYCH I WIATROWYCH JAKO % ŁĄCZNEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ [GWE] W WYBRANYCH KRAJACH W 2018 R.



SOURCE / ŹRÓDŁO: OWN CALCULATIONS BASED ON IRENA 2018 STATISTICS

(WT). For harnessing solar energy, rooftop and large-scale photovoltaics (PV) dominate over concentrated solar thermal (CST) installations.

...AND UNDER THE MICROSCOPE

PV and WT share some inherent characteristics which fundamentally distinguish them from other power technologies. Key attributes of these RES include:

- a higher degree of spatial dispersion (decentralisation) of facilities, depending on availability of wind or solar resource
- weather-dependent, variable, non-dispatchable, non-synchronous direct current (DC) output, which is fed into the synchronous alternating current (AC) grid with the use of inverters.

Given the above, PV/WT are fundamentally different technologies as compared to centralised, controllable, synchronous generators such as coal, gas, nuclear, biofuels, or storage/pumped-storage hydro. Thus, integrating PV and WT within large AC power systems, historically designed to operate based on controllable synchronous plant, may essentially result in a plethora of challenges driven by the universal physics of electricity and certain locational factors.

taiczne). Skoncentrowana energetyka słoneczna jak dotąd rozwija się na dużo mniejszą skalę.

...ORAZ POD LUPĄ

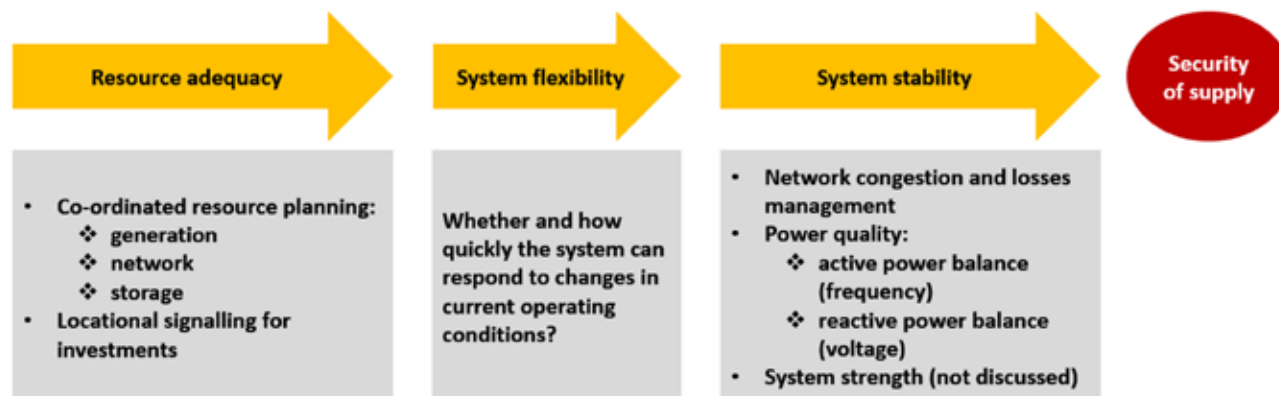
PV/TW posiadają pewne fundamentalne cechy które zasadniczo odróżniają je od innych technologii wytwórczych. Te cechy to:

- wyższy stopień rozproszenia źródeł wytwórczych w przestrzeni (decentralizacja) uwarunkowany dostępnością zasobów naturalnych
- zależny od pogody i tym samym zmienny oraz niesterowalny charakter wytwarzania energii elektrycznej
- niesynchroniczne wytwarzanie prądu stałego (DC), który wprowadzany jest do synchronicznej sieci opartej o prąd przemienny (AC) za pomocą inwerterów.

Biorąc pod uwagę powyższe, PV/TW różnią się zasadniczo od scentralizowanych, sterowalnych źródeł synchronicznych (węgiel, gaz, biopaliwa, źródła wodne zbiornikowe lub szczytowo pompowe). Toteż, integracja PV/TW w ramach dużych systemów AC, historycznie rozwijanych w oparciu o sterowalne źródła synchroniczne może skutkować określonymi wyzwaniem wynikającymi z uniwersalnych zasad fizyki oraz czynników związanych z lokalizacją źródeł.

FIG. 2: KEY CHALLENGES OF POWER SYSTEM MANAGEMENT WITH INCREASING SHARE OF PV/WT

WYK. 2: KLUCZOWE WYZWANIA W ZARZĄDZANIU SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM W OBLICZU ROSNĄCEJ PENETRACJI PV I TW



SOURCE / ŹRÓDŁO: OWN WORK

KEY CHALLENGES OF INTEGRATION

The increasing shares of non-synchronous PV/WT impact power system management and its primary goal – security of supply. Predominantly technical in nature, PV/WT integration challenges can be broadly seen from two perspectives, i.e. resource adequacy (days, months, years) and system stability (milliseconds to hours). These two perspectives are bridged by the concept of system flexibility, i.e. whether the mix of resources makes the system capable of rapidly responding to changes in current operating conditions.

Examples from Australia, the UK or the USA provide insight into certain power system management issues to be addressed in the face PV/WT deployment. These issues, also presented in Figure 2, include:

- resource adequacy planning (generation, network and storage resources) and investment signalling
- network congestion and network losses management
- frequency and voltage management
- system strength (not discussed here).

KLUCZOWE WYZWANIA INTEGRACJI

Rosnący udział niesynchronicznych PV/TW wywiera wpływ na zarządzanie systemem elektroenergetycznym oraz jego główny cel – bezpieczeństwo dostaw. Głównie techniczne z natury, wyzwania związane z integracją PV/TW mogą być postrzegane przez pryzmat dwóch perspektyw – zapewnienia odpowiednich zasobów (horyzont dni, miesiące, lat) oraz stabilnej pracy systemu (milisekundy – godziny). Te dwie perspektywy przeplatają się dzięki koncepcji elastyczności systemu, tj. kwestii dotyczącej tego, czy miks zasobów pozwala na to, by system był w stanie odpowiednio szybko reagować na zmiany zachodzące w bieżących warunkach jego funkcjonowania.

Przykłady z Australii, Wielkiej Brytanii oraz USA pozwalają uzyskać wgląd w niektóre z tych wyzwań, które obejmują przede wszystkim (Rys. 2):

- planowanie zasobów (wytwarzanie, sieć, magazynowanie) oraz sygnały inwestycyjne
- zarządzanie zatorami oraz stratami sieciowymi
- zarządzanie częstotliwością oraz napięciem
- odporność systemu na zaburzenia (poza zakresem opracowania).

MANAGING RESOURCE ADEQUACY, CONGESTION AND LOSSES: LMP

Given the increased spatial dispersion of PV/WT, determining the right mix of resources needs to take into account locational signals, network congestion and network losses. Congestion occurs when power flows in a given part of the network reach or exceed thermal limits of conductors or transformers, whereas network losses – broadly speaking – increase with the distance the electricity needs to travel. The rapid growth of PV/WT generation in various areas, often remote from load centres, results in local oversupply of electricity leading to equipment overload and increased losses.

To address congestion and losses, system operators curtail generators at certain locations, which comes at additional cost to the system (e.g. when re-dispatch of more expensive generators located outside of the congested area is necessary to supply electricity).

A systemic way to manage the locational aspects of resource adequacy, congestion and losses in the context of increasing PV/WT share is by introduction of locational marginal pricing (LMP). LMP allows to simultaneously price energy, congestion and losses at each bus/node of the network, and by doing so provides signals to inform investment and operational decisions.

Various forms of locational signalling are used in Australia, USA markets (PJM, ERCOT, CAISO) or New Zealand.

FREQUENCY AND VOLTAGE: THE REALM OF ANCILLARY SERVICES

Frequency and voltage can be respectively treated as measures of balance in active¹ [MW] and reactive [MVar] power in the system. Sudden and large deviations from this balance may lead to system disturbances, damage of equipment and blackouts.

PV/WT impact frequency and voltage predominantly due to their weather-driven variability. For example, sudden cloud cover can lead to rapid loss of PV output and result in drops in frequency, while sudden gusts of wind – driving higher WT output – may result in voltage rise.

ODPOWIEDNIE ZASOBY ORAZ ZARZĄDZANIE ZATORAMI I STRATAMI SIECIOWYMI: CENY LOKALIZACYJNE

Biorąc pod uwagę rosnące rozproszenie przestrzenne PV/WT, budowa właściwego miksu zasobów powinna uwzględniać sygnały lokalizacyjne, zatory sieciowe oraz straty sieciowe. Zatory powstają w momencie, gdy rozprawy mocy w danej części sieci osiągają lub przekraczają limity termiczne przewodników lub transformatorów, natomiast straty – w ogólnym ujęciu – rosną wraz z dystansem, który przebywa energia elektryczna. Szybki wzrost generacji PV/WT w różnych obszarach sieci, często oddalonych od centrów poboru, skutkuje lokalną nadpodażą energii elektrycznej, prowadząc do przeciążenia elementów systemu i zwiększonych strat energii.

W celu zarządzania zatorami i stratami, operatorzy systemów dokonują redukcji wolumenu wytwarzania lub poboru w danym węźle sieci, co skutkuje dodatkowym kosztem dla systemu (np. gdy dla zapewnienia podaży energii konieczne jest uruchomienie droższego wytwórcy zlokalizowanego poza obszarem dotkniętym zatorem).

Systemowym sposobem na zarządzanie lokalizacyjnymi aspektami związanymi z planowaniem zasobów, zatorami oraz stratami w kontekście rosnącego udziału PV/TW jest wprowadzenie tzw. cen lokalizacyjnych (ang. locational marginal pricing, LMP). Ceny lokalizacyjne pozwalają na jednoczesną wycenę energii, zatorów oraz strat w każdym węźle sieci, przez co dostarczają sygnałów pozwalających podejmować decyzje inwestycyjne oraz operacyjne w zakresie zarządzania systemem elektroenergetycznym.

Różne formy sygnałów lokalizacyjnych wykorzystywane są w Australii, rynkach USA (PJM, ERCOT, CAISO) oraz w Nowej Zelandii.

CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE: KRAINA USŁUG SYSTEMOWYCH

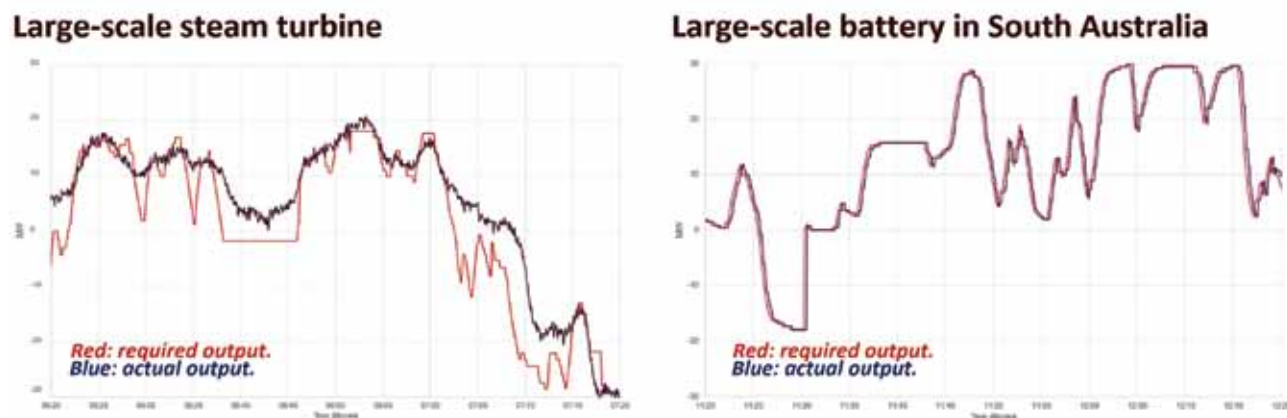
Częstotliwość oraz napięcie można traktować odpowiednio jako miary zbilansowania mocy czynnej [MW] oraz biernej¹ [MVar] w systemie. Znaczące odchylenia od równowagi mogą prowadzić do zaburzeń pracy systemu, uszkodzenia urządzeń oraz blackoutu.

1. Reactive power is required to maintain voltage (the driving force of current flow) and so deliver active power through power lines. On an AC power system, voltage is controlled by managing production and absorption of reactive power. As much as frequency (indicator of active power balance) is a system-wide measure, voltage (indicator of reactive power balance) is a more localised one.

Moc bierna wymagana jest dla podtrzymania napięcia (siły sprawczej przepływu prądu) w celu dostarczenia mocy czynnej przez linię elektroenergetyczną. W systemie AC, napięcie kontrolowane jest przez wytwarzanie lub absorpcję mocy biernej. O ile częstotliwość (wskaźnik zbilansowania mocy czynnej) jest miarą na skalę całego systemu, napięcie (wskaźnik zbilansowania mocy biernej) ma bardziej lokalny charakter.

FIG. 3: FREQUENCY REGULATION ANCILLARY SERVICE PROVIDED BY A LARGE STEAM TURBINE (LEFT) AND SOUTH AUSTRALIAN BATTERY (RIGHT)

WYK. 3: USŁUGA SYSTEMOWA REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI PRZEZ WIELKOSKALOWĄ TURBINĘ PAROWĄ (PO LEWEJ) ORAZ WIELKOSKALOWĄ BATERIĘ W AUSTRALII POŁUDNIOWEJ (PO PRAWEJ)



SOURCE / ŹRÓDŁO: AEMO

POLISHENERGYBRIEF

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL

Frequency and voltage are managed through so-called ancillary services. The services relating to frequency are regulation (system normal operation) and contingency response (including inertia², primary and secondary response). The services relating to voltage management are generation or absorption of reactive power.

In the past, ancillary services were provided by synchronous generators. In the face of rising penetration by non-synchronous PV/WT, the provision of ancillary services is becoming a challenge, possibly requiring a re-consideration of technical capabilities to render these services by various technologies.

Examples from numerous systems (Figure 3) show that frequency management can be provided by batteries (South Australia), wind farms (Quebec, Canada) or photovoltaics (California, USA). The services include over-frequency response (rapid reduction of output) and fast inertia-like response to help slow down the rate of change of frequency in a contingency (so-called 'syn-

PV/TW wpływają na częstotliwość oraz napięcie głównie poprzez zmienność generacji warunkowaną czynnikami pogodowymi. Dla przykładu, nagła zasłona chmur może prowadzić do gwałtownego obniżenia produkcji PV i przełożyć się na spadek częstotliwości, podczas gdy nagły podmuch wiatru – skutkujący wzrostem wytwarzania TW – może przełożyć się na skok napięcia.

Do zarządzania częstotliwością i napięciem wykorzystuje się tzw. usługi systemowe. Usługi związane z częstotliwością to regulacja (w normalnych warunkach pracy systemu) oraz odpowiedź awaryjna (inercyjna², pierwotna lub wtórna). Usługi związane z napięciem to wytwarzanie lub absorpcja mocy biernej.

W przeszłości, usługi systemowe świadczone były przez wytwórców synchronicznych. W obliczu rosnącej penetracji przez niesynchroniczne PV/TW, świadczenie usług systemowych staje się istotnym wyzwaniem, prawdopodobnie wymagającym ponownego rozważenia technicznych możliwości wykonania usługi przez różne technologie.

2. Inertial response is the first line of defence in a frequency contingency event and allows to slow down the rate of change of frequency (RoCoF). Being the derivative of kinetic energy, inertia is an inherent feature of spinning synchronous generators. By nature, PV/WT do not contribute to inertia, so an increase in PV/WT output, displacing synchronous generation, leads to lower inertia levels on the power system, which means that the RoCoF after a contingency can become high and frequency drops can become difficult to arrest. Odpowiedź inercyjna to pierwsza linia obrony pozwalająca wyhamować tempo spadku częstotliwości w przypadku nagłej, awaryjnej utraty generatora. Jako pochodna energii kinetycznej, inercja jest nieodłączną cechą wirujących generatorów synchronicznych. Z natury, niesynchroniczne PV/TW nie są w stanie zapewnić inercji, więc wzrost wytwarzania z tych źródeł – zastępujących wytwarzanie synchroniczne – prowadzi do spadku poziomu inercji w systemie. To z kolei oznacza, że tempo spadku częstotliwości w przypadku awarii może osiągnąć wysokie poziomy i być trudniejsze do wyhamowania.

thetic inertia'). Rapid frequency response can also be provided by demand-side response (DSR), as practiced in Alberta, Canada or Texas, USA.

As for voltage management, an example of experimental ancillary services provision comes from the UK, where a recent demonstration of a reactive power injection by a PV plant was conducted.

SUMMARY

The increasing penetration of PV/WT in power systems needs fit-for-purpose solutions to allow for integration of these technologies. Network congestion and losses as well as investment signals can be addressed by introduction of LMP. Frequency and voltage management may require a redesign of ancillary services. These undertakings may mean fundamental changes to the current design and operation of power systems, yet is it not we live in interesting times? ■

Przykłady z różnych systemów (Rys. 3) pokazują, że zarządzanie częstotliwością może przebiegać z wykorzystaniem baterii (Australia Południowa), farm wiatrowych (Quebec, Kanada) czy farm fotowoltaicznych (Kalifornia, USA). Usługi obejmują odpowiedź w przypadku nadczęstotliwości (nagła redukcja produkcji) oraz szybką odpowiedź quasi-inercyjną aby spowolnić tempo spadku częstotliwości w przypadku awarii (tzw. 'inercja syntetyczna'). Szybka odpowiedź może być także uzyskana dzięki wykorzystaniu uczestnictwa strony popytowej (ang. demand-side response DSR), jak ma to miejsce w stanie Alberta (Kanada) lub Teksas (USA).

W obszarze zarządzania napięciem, przykład eksperymentalnego świadczenia usługi systemowej pochodzi z Wielkiej Brytanii, gdzie niedawno przeprowadzono demonstrację wytwarzania mocy biernej przez farmę PV.

PODSUMOWANIE

Rosnąca penetracja PV/TW w systemach elektroenergetycznych wymaga rozwiązań szytych na miarę w celu umożliwienia integracji tych technologii. W zakresie zarządzania zatorami i stratami sieciowymi, jak również w zakresie sygnałów inwestycyjnych, rozwiązaniem mogą być ceny lokalizacyjne. Zarządzanie częstotliwością i napięciem może wymagać istotnego przemodelowania usług systemowych. Te przedsięwzięcia mogą oznaczać fundamentalne zmiany w obecnym modelu i sposobie działania systemów elektroenergetycznych, lecz czyż nie żyjemy w ciekawych czasach? ■

Any statements and opinions expressed in this article are solely personal statements and opinions of the Author. They do not represent any statements or opinions of EY.

Jakiegolwiek stwierdzenia i opinie wyrażone w niniejszym artykule są wyłącznie osobistymi stwierdzeniami i opiniami Autora. Nie reprezentują one jakichkolwiek stwierdzeń bądź opinii EY.

We design
and produce
great
publications.



**And
this one,
too.**



NOWE**MEDIA**24.PL



Rodolfo Clix, pexels.com

THE NEW RES AUCTION SYSTEM IN POLAND

NOWY SYSTEM AUKCJI OZE W POLSCE



REMIGIUSZ NOWAKOWSKI
PRESIDENT OF DISE
(DOLNOŚLĄSKI INSTYTUT STUDIÓW
ENERGETYCZNYCH – LOWER SILESIA
INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES)
PREZES DOLNOŚLĄSKIEGO INSTYTUTU
STUDIÓW ENERGETYCZNYCH

ANALYSIS OF THE AUCTION SYSTEM IN 2019 AND 2020 BASED ON CHANGES IN THE RENEWABLE ENERGY SOURCES ACT AND IMPLEMENTING PROVISIONS ISSUED ON THE BASIS THEREOF, AS WELL AS A DRAFT REGULATION ON THE MAXIMUM QUANTITY AND VALUE OF RES ELECTRICITY THAT CAN BE SOLD BY WAY OF AUCTION IN 2020.

WHY TO SUPPORT RES?

The increasing share of renewable energy sources is gaining more and more followers, not only in the energy industry itself, but also in the broad public debate, while still facing the counter-arguments of RES sceptics. Where in the face of such a large amplitude of views can an objective answer to the question about the future of Polish renewable energy be found? Does renewable energy still need support in the form of regulatory or financial mechanisms? What should they look like and what should the intensity of financial support be? These questions are very timely and yet the answers are still unclear. This article presents a synthesis of a new renewable energy support system, the first effects of which will be known soon after the current auctions are completed.

As a member of the European Union, Poland is obliged to protect, comply with and transpose regulations of this organization into its national legal system. The values of the Member States' common energy policy are included in Article 194 of the Treaty on the Functioning of the European Union (C 326/47), i.e. primary law, which is a pillar of EU legislation. A great emphasis should be put on para.1(c) of this article, which indicates that "Union policy shall aim to promote energy efficiency and energy saving and the development of

ANALIZA SYSTEMU AUKCYJNEGO W LATACH 2019 I 2020 W OPARCIU O ZMIANY W USTAWIE O OZE I WYDANYCH NA JEJ PODSTAWIE PRZEPISÓW WYKONAWCZYCH ORAZ O PROJEKT ROZPORZĄDZENIA RADY MINISTRÓW W SPRAWIE MAKSYMALNEJ ILOŚCI I WARTOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII, KTÓRA MOŻE ZOSTAĆ SPRZEDANA W DRODZE AUKCJI W 2020 R.

DLACZEGO WSPARCIE DLA OZE?

Wzrastający udział odnawialnych źródeł energii zyskuje coraz szersze grono zwolenników nie tylko w samej branży energetycznej, ale także w powszechnej debacie społecznej, jednocześnie wciąż mierząc się z kontrargumentami sceptyków OZE. Gdzie, wobec tak dużej amplitudy poglądów, znaleźć obiektywną odpowiedź na pytanie, jaka jest przyszłość polskiej energetyki odnawialnej? Czy OZE wciąż potrzebują wsparcia w postaci mechanizmów regulacyjnych lub finansowych? Jak powinny one wyglądać i jaka powinna być intensywność wsparcia finansowego? Te pytania są bardzo aktualne, a odpowiedzi wciąż niejednoznaczne. W niniejszym artykule przedstawiamy syntezę nowego systemu wsparcia OZE, którego pierwsze efekty będą znane już niebawem, po rozstrzygnięciu trwających obecnie aukcji.

Polska jako członek Unii Europejskiej zobowiązana jest chronić, przestrzegać i transponować do swojego porządku prawnego regulacje tej organizacji. Wartości wspólnej polityki energetycznej państw członkowskich zostały ujęte w art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (C 326/47), a więc prawa pierwotnego będącego filarem unijnego prawodawstwa. Duży akcent należy położyć na ust. 1 lit. c tego artykułu, który wskazuje, że „celem UE jest wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form ener-

new and renewable forms of energy”.

This standard places energy efficiency and renewable energy development as the same values of equal importance. The above values were then confirmed in the Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No. 663/2009 and (EC) No. 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No. 525/2013 of the European Parliament and of the Council, hereinafter referred to as “EU Regulation”, and also in the Climate and Energy package (so-called 3 x 20%) as well as in the Poland’s Energy Policy until 2040 (PEP2040).

AMENDMENT TO THE RES ACT

Recently, there have been significant changes in the area of renewable energy, and thus the amendment to the Act of February 20, 2015 on renewable energy sources (Dz.U. [Journal of Laws] of 2018, item 1269), hereinafter referred to as the “Act”, new Auction Regulations for the sale of electricity generated in renewable energy installations have been issued and also preparations for the Regulation of the Council of Ministers regarding the maximum quantity and value of electricity from renewable energy sources that can be sold by way of auction in 2020 have been made. These changes primarily concern the sale of energy from renewable sources, i.e. the renewable energy auction system.

ARTICLE 72(1) OF THE ACT IS THE BASIS ON WHICH THE RES AUCTION IN 2019 IS BEING CONDUCTED.

The legislator divides energy producers into three categories. The first group is formed by producers generating energy from renewable sources in micro-installations within the meaning of Article 41(1)(2)(a) of the Act, as well as in other micro-installations referred to in Article 44(1) of the Act and in micro-installations modernized within the meaning of Article 41(1)(2)(b), so all those producers who generated electricity for the first time after the date of entry of Chapter 4 of the Act into force, i.e. after January 1, 2016. The second

group”. Ta norma stawia efektywność energetyczną i rozwój OZE jako wartości tożsame, równej wagi. Powyższe wartości zostały następnie potwierdzone w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (zwanym dalej „Rozporządzeniem UE”), a także w Pakiecie energetyczno-klimatycznym (tzw. 3 x 20%), jak i w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP2040).

NOWELIZACJA USTAWY O OZE

W ostatnim czasie doszło do znaczących zmian w obszarze energetyki odnawialnej, a więc nowelizacji Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 1269), zwanej dalej „Ustawą”, wydania nowego „Regulaminu aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii”, a także podjęcia przygotowań Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r. Zmiany te dotyczą przede wszystkim sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych, a więc systemu aukcji OZE.

Art. 72 ust. 1 Ustawy jest podstawą dla przeprowadzenia aukcji OZE jeszcze w 2019 roku. Ustawodawca dzieli wytwórców energii na trzy kategorie. Pierwszą stanowią wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych w mikroinstalacjach w rozumieniu art. 41 ust. 1 pkt 2 lit a Ustawy, a także w innych mikroinstalacjach, o których mowa w art. 44 ust. 1 Ustawy oraz w mikroinstalacjach zmodernizowanych w rozumieniu art. 41 ust. 1 pkt 2 lit. b., a więc wszyscy ci wytwórcy, którzy wytworzyli energię elektryczną pierwszy raz po dniu wejścia w życie rozdziału 4 Ustawy, czyli po 1 stycznia 2016 r. W drugiej grupie znaleźli się wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 Ustawy oraz wytworzą energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji. Trzecią kategorię stanowią wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w instalacjach zmodernizowanych uregulowanych w art. 72 ust. 1 pkt 1, którzy w celu sprzedaży energii uzyskali stosowane zaświadczenie.

group includes producers of electricity from renewable sources who obtained a certificate of admission to the auction, referred to in Article 76(1) of the Act and will generate electricity for the first time after the auction closing date. The third category are producers of electricity from renewable sources in modernized installations regulated in Article 72(1)(1), who obtained a relevant certificate to sell energy.

Amendments introduced with the Act of July 19, 2019 on amending the act on renewable energy sources and some other acts (Dz.U. of 2019, item 1524) extend the period of sale of electricity in the event of the auction being won by a producer belonging to the second group by 4 years (energy producers in new installations), i.e. until 30 June 2039.

Significant changes have also occurred in Article 74(1), in which producers of electricity from renewable sources who generated energy for the first time after the auction closing day or in a modernized installation are admitted for sale in such a way that it is possible to sell energy from the devices produced several months earlier than before (the limit has been extended from 36 months to 42 months). In the case of an installation using exclusively solar energy to generate electricity this period has been extended from 18 to 24 months, onshore wind energy from 24 to 33 months, and in the case of offshore wind energy the period of 72 months remained unchanged.

With regard to supporting small producers in Article 70a(1) of the Act, regulating the sale of electricity from renewable sources in small or micro-installations, the possibility of selling energy to any entity was allowed, instead of the "another entity" as before, which indicates an increase in support for distributed energy, as well as a preference for the prosumer's interest. And the meaning of the statutory definition of the prosumer has expanded; it is also likely that the forthcoming legislative changes will be heading not so much towards the prosumer in the sense of *largo* as today, but rather *larghissimo*. Currently, within the meaning of Article 2(27a) of the Act, but also on the basis of a prosumer package, the prosumer may be a small and medium enterprise that produces electricity in micro-installations (up to 50 kW), for which electricity generation is not the main area of activity, and energy cooperatives.

Zmiany wprowadzone Ustawą z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 1524) wydłużają okres sprzedaży energii elektrycznej w przypadku wygrania aukcji przez wytwórcę należącego do drugiej grupy o 4 lata (wytwórców energii w nowych instalacjach), a więc do 30 czerwca 2039 r.

Znaczące zmiany pojawiły się również w art. 74 ust. 1, w którym dopuszczono do sprzedaży wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, którzy wytworzyli energię po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji lub w zmodernizowanej instalacji w taki sposób, że możliwa jest jej sprzedaż z urządzeń wyprodukowanych kilka miesięcy wcześniej niż do tej pory (z 36 miesięcy przesunięto limit do 42 miesięcy). W przypadku instalacji wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: energię promieniowania słonecznego – wydłużono ten okres z 18 na 24 miesiące, energię wiatru na lądzie – z 24 na 33 miesiące. Dla offshore okres 72 miesięcy pozostał bez zmian. W aspekcie wsparcia małych wytwórców w art. 70a ust. 1 Ustawy, regulującym sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w małej instalacji lub mikroinstalacji, dopuszczono możliwość sprzedaży energii dowolnemu podmiotowi, a nie jak wcześniej – „innemu podmiotowi”, co wskazuje na wzrost wsparcia energetyki rozproszonej, a także preferencję interesu prosumenta. I właśnie znaczenie ustawowej definicji prosumenta uległo rozszerzeniu; prawdopodobne jest również to, że najbliższe zmiany legislacyjne będą podążały w kierunku nie tyle prosumenta sensu largo jak dziś, co *largissimo*. Obecnie prosumentem w rozumieniu art. 2 pkt 27 a Ustawy, ale także w oparciu o pakiet prosumencki, mogą być małe i średnie przedsiębiorstwa, które wytwarzają energię elektryczną z mikroinstalacji (do 50 kW), ale dla których nie jest to głównym obszarem działalności oraz spółdzielnie energetyczne.

Czy wyżej omówione zmiany wpłyną korzystnie na planowane aukcje jeszcze w tym roku? Niekoniecznie, a to z uwagi na to, że przepisy dotyczące podwyższenia maksymalnego wieku instalacji, które wytworzą energię po raz pierwszy po dniu zamknięcia aukcji, objęte są dłuższym okresem *vacatio legis* niż pozostałe, a więc do 1 stycznia 2020 r. Natomiast wytwórcy energii posiadający mikroinstalacje mogą wykorzystać fakt, iż delegacja ustawowa do wydania rozporządzenia precyzującego szczegółowe wymogi techniczne tych instalacji wejdzie w życie dopiero 29 lutego 2020 r.

Will the changes discussed above have a positive impact on the planned auctions later this year? Not necessarily, due to the fact that the provisions regarding an increase in the maximum age of installations that will generate energy for the first time after the auction closing date are subject to a longer period of *vacatio legis* than the others, i.e. January 1, 2020. On the other hand, energy producers with micro-installations may use the fact that the statutory delegation to issue a regulation specifying the detailed technical requirements of these installations will not enter into force until February 29, 2020.

WHAT IS THE NATURE OF THE CHANGES IN 2019?

At this point it is worth explaining what really causes ground-breaking changes in the area of renewable sources. It is necessary to return one more time to the legal acts cited above.

The objectives of the EU Regulation show the necessity of achieving the five pillars of the Energy Union, with energy efficiency among them. The EU's aspirations are to reduce the global temperature rise to 2 or even 1.5°C and to achieve a zero net balance of greenhouse gas emissions in the Union by 2050. The importance of distributed energy is also growing ("ensuring a secure, sustainable, competitive and affordable electricity supply for EU consumers, including households and businesses"). Importantly, the goal is to achieve at least a 27% share of renewable energy by 2020, and a 32% share in 2030. At the same time, the EU takes into account the diversity of the energy market in each Member State and leaves them free to shape the internal energy mix. In the face of that, what does the situation of Poland look like? The share of renewable energy sources in the final gross energy consumption in 2016 amounted to approx. 11.3%, while the goal is to reach the level of 15% in 2020. As it stems from the data contained in the National Energy and Climate Plan for 2021-2030, these are ambitious goals not only for Poland, because at present only 12 EU countries have already achieved their 2020 national target. Before discussing the proposed changes to be brought by the new regulation on the maximum levels of sale of electricity by way of auction for 2020, it is worth looking at the regulation in force for 2019. In the current Regulation of the Minister of Energy of 15 May 2019 on the reference price of electricity from renewable energy sources in 2019 and the periods applicable to producers who won auctions in 2019,

JAKI CHARAKTER ZMIAN W ROKU 2019?

W tym miejscu warto wyjaśnić, co tak naprawdę przyczynia się do przełomowych zmian w obszarze źródeł odnawialnych. Należy jeszcze raz wrócić do przytaczanych wcześniej aktów prawnych. Z celów Rozporządzenia UE wynika konieczność urzeczywistnienia pięciu filarów unii energetycznej, a wśród nich właśnie efektywności energetycznej. Aspiracjami UE są: obniżenie wzrostu temperatury globalnej do 2, a nawet 1,5°C oraz osiągnięcie zerowego bilansu emisji gazów cieplarnianych netto w Unii do 2050 r. Wzrasta też znaczenie energetyki rozproszonej („zapewnienie unijnym konsumentom – w tym gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom – bezpiecznych, zrównoważonych, konkurencyjnych i niedrogich dostaw energii”). Co ważne, celem jest osiągnięcie co najmniej 27% udziału energii odnawialnej do 2020 r., a w 2030 r. jej udziału na poziomie 32%. Jednocześnie UE bierze pod uwagę zróżnicowanie rynku energii w każdym z państw członkowskich i pozostawia im swobodę w kształtowaniu wewnętrznego miksu energetycznego. Jak wobec tego wygląda sytuacja Polski? Udział OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2016 r. wyniósł ok. 11,3%, natomiast celem jest osiągnięcie poziomu 15% w 2020 r. Z danych zwartych w „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” wynika, że cele te nie są ambitne jedynie dla Polski, gdyż obecnie jedynie 12 państw UE zrealizowało już swój cel krajowy wyznaczony na 2020 r.

Zanim omówione zostaną proponowane zmiany, które ma przynieść nowe rozporządzenie dotyczące limitów sprzedaży energii elektrycznej w drodze aukcji na 2020 r., warto spojrzeć na rozporządzenie obowiązujące na rok 2019. W obecnym Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 15 maja 2019 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2019 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2019 r. instalacje, dla których określona została cena maksymalna sprzedaży energii, podzielone są w ten sposób, że pierwsza i druga grupa instalacji zostały objęte tą samą regulacją, a osobno grupa trzecia z odesłaniem do poszczególnych rodzajów instalacji i mocy z nich wytwarzanej określonej w art. 77 ust. 5 Ustawy. Limity cenowe za sprzedaż 1 MWh dla poszczególnych instalacji wytwarzania energii zostały ustalone w taki sam sposób dla wszystkich instalacji, co ulegnie dużej zmianie w nowym rozporządzeniu. Co to oznacza? W obowiązującym stanie prawnym nie dokonano rozróżnienia cenowego dla trzech typów instalacji, a więc przewidziano te same szanse dla wszystkich. W projekcie rozporządzenia na przyszły rok instalacje podzielo-

installations for which the maximum price of energy has been determined are divided in such a way that the first and second group of installations are covered by the same regulation, and the third one separately with reference to particular types of installations and power generated from them as defined in Article 77(5) of the Act. Price limits for the sale of 1 MWh for particular energy generating installations have been set in the same way for all installations, which will be significantly changed in the new regulation. What does it mean? Within the existing legal framework, no price distinction has been made for three types of installations, so the same opportunities are provided for all. In the draft regulation for next year, installations have been divided not only by the type of installation indicated in the Act, but primarily based on the criterion of the total installed capacity, i.e. those with a capacity of up to 1 MW and above 1 MW. Biogas (in various forms; agricultural, waste, sewage) remains the dominant source of energy in the regulation both for the current and next year. This year, the highest price for the sale of energy will be offered to producers with installations obtaining energy from agricultural biogas in cogeneration. The situation is different in the case of next year's project. Zero limits on the maximum quantity and value of energy that can be sold by way of auction are planned here. The zero limit will cover installations from the so-called first group with a total installed capacity of up to 1 MW and agricultural biogas, onshore wind energy, photovoltaic and hybrid installations with a total installed capacity of more than 1 MW. The zero threshold will also cover the second group, agricultural biogas and hybrid in installations with a total installed capacity of up to 1 MW and a hybrid above 1 MW. The third group, in turn, regardless of power, will most likely be covered by the zero limit, but more on this later in the article. This year, producers generating electricity with installations obtaining energy from agricultural biogas in cogeneration will be given the highest price for the sale of energy (the price depends on the capacity, but even PLN 700 / MWh for installations up to 500 kW).

WHAT WILL CHANGE IN 2020?

The proposed Regulation of the Council of Ministers regarding the maximum quantity and value of electricity from renewable energy sources that can be sold by way of auction in 2020, hereinafter referred to as the "Regulation", is currently undergoing an assessment

no nie tylko według rodzaju instalacji wskazanych w Ustawie, ale przede wszystkim w oparciu o kryterium łącznej zainstalowanej mocy, a więc na te o mocy do 1 MW i powyżej 1 MW. Zarówno w regulacji na obecny, jak i przyszły rok dominującym źródłem energii pozostaje biogaz (w różnych postaciach: rolniczy, z odpadów, ze ścieków). W tym roku największą cenę ze sprzedaży energii otrzymają wytwórcy z instalacji pozyskujących energię z biogazu rolniczego w kogeneracji. Inaczej sytuacja wygląda w przypadku projektu na przyszły rok. Tutaj planowane są limity zerowe maksymalnej ilości i wartości energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji. Zerowy limit obejmie instalacje z tzw. pierwszej grupy o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW oraz biogaz rolniczy, energetykę wiatrową na lądzie, fotowoltaikę i instalacje hybrydowe o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 1 MW. Zerowy próg obejmie także drugą grupę i tu również biogaz rolniczy oraz hybrydę w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW oraz hybrydę powyżej 1 MW. Z kolei trzecia grupa, bez względu na moc, najprawdopodobniej cała będzie objęta limitem zerowym, ale o tym więcej w dalszej części artykułu. W br. największą cenę ze sprzedaży energii otrzymają wytwórcy z instalacji pozyskujących energię z biogazu rolniczego w kogeneracji (cena jest zależna od mocy, ale wynosi nawet 700 zł/ MWh w przypadku instalacji do 500 kW).

CO ZMIENI SIĘ W ROKU 2020?

Projektowane Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r., zwane dalej „Rozporządzeniem”, znajduje się obecnie w trakcie procedury opiniowania. Delegację do wydania tego Rozporządzenia stanowi art. 72 ust. 2 Ustawy. Zgodnie z nim Rada Ministrów zobowiązana jest wydać takie rozporządzenie do dnia 31 października każdego roku. Konieczność jego wydania nie jest jedynie realizacją obowiązków ustawowych, ale także potrzebą wzrostu udziału źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym wynikającym z aktów unijnych wskazanych wcześniej. Dotyczy ono wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji albo uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji. Z uzasadnienia projektu wynika, że Rozporządzenie to pozwoli zrealizować ambicję uzyskania 15% udziału OZE w wytwarzaniu energii do 2020 r. Odnosi się ono do trzech grup wytwórców energii wskazanych wcześniej w analizie zmian do Ustawy OZE, rozróżniając ich w oparciu o zainstalowaną moc energii elektrycznej. W przypadku pierwszej grupy energia elektryczna, która została po raz pierwszy wytworzona przed dniem wej-

procedure. The instruction to draw up this Regulation is Article 72(2) of the Act. According to this, the Council of Ministers is obliged to adopt such a regulation by 31 October each year. The need to adopt this regulation is not only the implementation of statutory obligations, but also the need to increase the share of renewable sources in the Polish energy mix resulting from EU acts indicated earlier. It applies to producers who submitted a declaration of entering the auction or obtained a certificate of admission to the auction. The justification of the draft shows that this regulation will help to achieve a 15% share of renewable energy in energy production by 2020. The Regulation refers to three groups of energy producers indicated earlier in the analysis of amendments to the RES Act, distinguishing them based on the installed capacity of electricity.

In the case of the first group, electricity that was generated for the first time before the entry of Chapter 4 of the Act into force (i.e. before January 1, 2016) from renewable energy sources in micro-installations by a producer who is an entrepreneur within the meaning of Article 41(1)(2) and (a) of the Act or in a renewable energy installation other than a micro-installation, referred to in Article 44(1) of the Act or micro-installation modernized within the meaning of Article 41(1)(2)(b), for the sale of which energy producers submitted a declaration on entering the auction, as referred to in Article 71(1), will not be able to be auctioned in 2020 if the total installed capacity of electricity does not exceed 1 MW.

However, the situation is different if for the same types of installations referred to above, i.e. defined in Article 71(1) of the Act in connection with Article 44(1) and Article 41(1)(2)(a) and (b) the producer declares to enter the auction for the sale of energy from renewable sources, but with an installed electrical capacity greater than 1 MW. In this case, the legislator provides for the possibility of selling such energy together with support only for installations referred to in Article 77(5)(8-14) and these are: biogas, biomass and waste. Here, the power limit provided by the legislator is 21,000,000 MWh, while the maximum volume of sales is PLN 9,870,000,000.

ścia w życie rozdziału 4 Ustawy (czyli przed 1 stycznia 2016 r.), z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez wytwórcę będącego przedsiębiorcą w rozumieniu art. 41 ust. 1 pkt 2 i lit. a Ustawy, w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja, o której mowa w art. 44 ust. 1 Ustawy lub w mikroinstalacji zmodernizowanej w rozumieniu art. 41 ust. 1 pkt 2 lit. b, dla której sprzedawcy wytwórcy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1, nie będzie mogła zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r., jeśli łączna moc zainstalowanej energii elektrycznej nie przekracza 1 MW.

Inaczej natomiast sytuacja wygląda, jeśli dla tych samych rodzajów instalacji, o których mowa wyżej, a więc zdefiniowanej w art. 71 ust. 1 Ustawy w nawiązaniu do art. 44 ust. 1 i art. 41 ust. 1 pkt 2 lit. a i b, wytwórcałoży deklarację o przystąpieniu do aukcji sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych, ale o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW. W tym przypadku ustawodawca przewiduje możliwość sprzedaży takiej energii wraz ze wsparciem jedynie dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 8-14, a są to: biogaz, biomasa oraz odpady. Tu limit mocy przewidziany przez ustawodawcę wynosi 21 000 000 MWh, natomiast maksymalna wysokość kwoty sprzedaży wynosi 9 870 000 000 zł.

W drugiej kategorii, czyli w przypadku instalacji uregulowanych w art. 72 ust. 1 pkt 2 mówiącym o instalacjach energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, dla których wytwórcy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1, i wytworzą oni energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji, o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW, widełki sprzedaży energii są znacznie korzystniejsze. Zauważyć tu można silny trend promowania przede wszystkim sprzedaży energii z wody, biopłynów, energii geotermalnej czy energii uzyskanej z morskich farm wiatrowych, co w przypadku tego ostatniego może stanowić perspektywę wzmocnienia działań legislacyjnych w kierunku oczekiwanej specustawy o offshore. W tym przypadku istnieje możliwość sprzedaży 540 000 MWh energii, na maksymalną kwotę 270 000 000 zł. Możliwość sprzedaży energii z instalacji o mocy do 1 MW została przewidziana również w odniesieniu do biogazu (do 375 000 000 MWh) oraz lądowej energetyki wiatrowej i energii wytworzonej z promieniowania słonecznego (do 7 350 000 MWh).

In the second category, i.e. in the case of installations regulated in Article 72(1)(2) regarding renewable energy installations for which producers have obtained a certificate of admission to the auction, as referred to in Article 76(1) and will generate electricity for the first time after the auction closing day, with an installed capacity of not more than 1 MW, the range of sale is much more favourable. There is a strong trend here to promote, above all, the sale of energy from water, bioliquids, geothermal energy or energy obtained from offshore wind farms, which in the case of the latter may constitute a prospect of strengthening legislative activities towards the expected Special Offshore Act. In this case, it is possible to sell 540,000 MWh of energy, for a maximum amount of PLN 270,000,000. The possibility of selling energy for installations with a capacity of up to 1 MW has also been provided for biogas (up to 375,000,000 MWh) and onshore wind energy and solar energy (up to 7,350,000 MWh).

The installations referred to in the previous paragraph, i.e. regulated in Article 72(1)(2) of the Act, from which electricity will be generated for the first time after the auction closing day, but with an installed capacity greater than 1MW, will enjoy even more attractive sales volumes. A particular emphasis will be put on supporting the sale of energy generated from onshore wind and photovoltaics (up to 14,700,000 MWh), as in the cases analysed earlier: the sale of energy from biogas, biomass and waste.

It is followed by agricultural biogas (with a much smaller limit, up to 1,800,000 MWh), bioliquids, hydro-energy, geothermal and offshore energy (1,080,000 MWh).

The third category is formed by modernized installations regulated in Article (72)(1)(3) of the Act. For these installations, the maximum quantity of energy sold is to be 0 MWh. Modernized installations with a capacity of up to 1 MW and above 1 MW are planned to be covered by the zero limit.

TO SUM UP...

The assumptions of the Ministry of State Assets (formerly the Ministry of Energy) show that the implementation of the provisions of the Regulation will revive the labour market in the form of new jobs in the energy, finance, construction and transport sectors. Are the above assumptions going to materialize? We will be

Instalacje, o których była mowa w poprzednim akapicie, a więc uregulowane w art. 72 ust. 1 pkt 2 Ustawy, z których energia elektryczna zostanie wytworzona po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji, ale za to o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, cieszyć się będą jeszcze bardziej atrakcyjnymi limitami sprzedaży. Szczególny nacisk zostanie położony na wspieranie sprzedaży energii wytworzonej z onshore oraz fotowoltaiki (aż do 147 00 000 MWh), kolejno jak w przypadkach analizowanych wcześniej: sprzedaży energii pochodzącej z biogazu, biomasy i odpadów.

Dalej jest biogaz rolniczy (już z dużo mniejszym limitem, bo do 1 800 000 MWh), biopłyny, hydroenergia, energia geotermalna i offshore (1 080 000 MWh).

Trzecią kategorię stanowią instalacje zmodernizowane uregulowane w art. 72 ust. 1 pkt 3 Ustawy. W ich przypadku maksymalna ilość sprzedanej energii wynosić ma 0 MWh. Zerowym limitem mają planowo zostać objęte instalacje zmodernizowane zarówno o mocy do 1 MW, jak i powyżej 1 MW.

REASUMUJĄC...

Z założeń Ministerstwa Aktywów Państwowych (d. Ministerstwa Energii) wynika, że wprowadzenie w życie zapisów Rozporządzenia spowoduje ożywienie rynku pracy poprzez powstanie nowych miejsc pracy w sektorze energetyki, finansów, budownictwa czy transportu. Czy powyższe założenia zmaterializują się? Na to pytanie będziemy mogli odpowiedzieć z większą dozą prawdopodobieństwa po analizie wyników tegorocznych aukcji i tempa, w jakim realizowane będą nowe inwestycje, które uzyskają wsparcie finansowe. Z pewnością istotny jest planowany poziom wsparcia dla małych instalacji, zarówno dla prosumentów będących osobami fizycznymi, jak i przedsiębiorców. O ile właściciele istniejących instalacji, jak i nowe inwestycje OZE dużej skali (powyżej 1 MW) mają większe szanse uzyskać finansowanie na realizację planowanych przedsięwzięć, o tyle inwestorzy indywidualni czy mikroprzedsiębiorstwa mają z tym porównywalnie większy problem.

Podsumowując należy stwierdzić, że zmiany, jakie dokonały się w ostatnim czasie w obszarze energetyki odnawialnej, są pozytywnym zwiastunem powrotu na ścieżkę dynamicznego wzrostu udziału OZE w miksie energetycznym Polski. Poza bezspornym faktem, iż rozwój energetyki odnawialnej jest przesądzony, co wynika zarówno z regulacji krajowych, jak i europejskich, należy również wziąć pod uwagę, że takie są oczekiwania opinii społecznej na ca-

able to answer this question with a greater degree of probability after analysing the results of this year's auctions and the pace at which new investments that will receive financial support will be implemented. The planned level of support for small installations for both prosumers who are natural persons and entrepreneurs is certainly important. While the owners of the existing installations, as well as new large-scale RES investments (above 1 MW) are more likely to receive financing for the implementation of planned projects, individual investors or micro-enterprises have a comparatively bigger problem with this.

All in all, it should be noted that recent changes in the area of renewable energy are a positive indication of a return to the path of dynamic growth of the renewable energy share in Poland's energy mix. Aside from the indisputable fact that the development of renewable energy is a foregone conclusion, which results from both national and European regulations, it should be also taken into account that such are the expectations of public opinion all over the world.

On the other hand, despite the dynamic increase in the share of renewable sources, it should still be remembered that one of the pillars of the Energy Union is energy security, and therefore the position of conventional energy production remains significant.

192,570,712.45 MWh – this is the total amount of electricity planned for sale at RES auctions in 2019. Is it a lot? Assuming that the average single-family house consumes approx. 3,000 kWh of electricity per year, it may be assumed that energy derived exclusively from renewable sources, intended for sale by auction in a perspective of 15 years, is able to supply theoretically over 4 million such households per year.

The proposed Regulation for 2020 will bring additional opportunities, in particular for electricity producers in new installations who will generate electricity for the first time after the auction closing day. This clearly indicates which installations for generating energy from renewable sources the legislator wants to place the greatest emphasis on. Strategic areas will include: hydropower, bioliquids, geothermal energy, energy from offshore wind farms, energy from onshore wind farms and photovoltaics.

łym świecie. Jednocześnie pomimo dynamicznego wzrostu udziału źródeł odnawialnych wciąż należy pamiętać, że jednym z filarów unii energetycznej jest bezpieczeństwo energetyczne, w związku z czym pozycja energetyki konwencjonalnej wciąż pozostaje znacząca.

Projektowane rozporządzenie na 2020 r. przyniesie dodatkowe możliwości w szczególności dla wytwórców energii elektrycznej w nowych instalacjach, którzy wytworzą energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji. Wskazuje to jasno, na jakie instalacje wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych ustawodawca chce kłaść największy nacisk. Do obszarów strategicznych należeć więc będą: hydroenergia, biopłyny, energia geotermalna, energia z morskich farm wiatrowych, energia wytworzona farm wiatrowych na lądzie oraz fotowoltaika.

Aleksandra Pinkas
Remigiusz Nowakowski

Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych



BIZNES  ALERT

RYNEK OPINII

WWW.BIZNESALERT.PL



Fortum

Fortum jest liderem w obszarze czystej energii. Dostarczamy klientom energię elektryczną, ciepło i chłód, a także inteligentne rozwiązania, pozwalające na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów. Angażujemy naszych klientów i społeczeństwo w dążeniu do

tworzenia czystszej świata. Zatrudniamy około 9 000 profesjonalistów w krajach nordyckich, bałtyckich oraz Rosji, Polsce i Indiach. W 2017 roku nasze łączne przychody wyniosły 4,5 mld EUR. Akcje Fortum notowane są na giełdzie Nasdaq w Helsinkach.

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
ul. Antoniego Słonimskiego 1A
50-304 Wrocław

www.fortum.pl

Join the
change

 **fortum**