

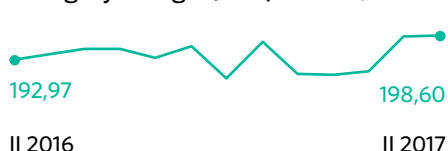
Raport energetyczny

Kwiecień 2017 r.

POLITYKA
INSIGHT

Węgiel

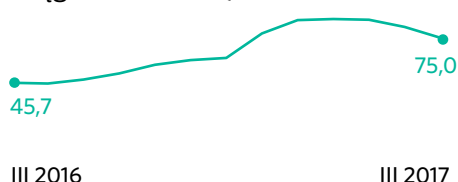
Polski indeks rynku węgla energetycznego (PLN/TONA)



198,60 zł

+0,22 zł ↑
od lutego
2017 r.

Węgiel ARA (USD/TONA)



75 dol.

-7 dol. ↓
od marca
2017 r.

Ropa

Ropa Brent (USD/BARYŁKA)



55,5 dol.

-0,2 dol. ↓
od marca
2017 r.

Ropa Urals (USD/BARYŁKA)

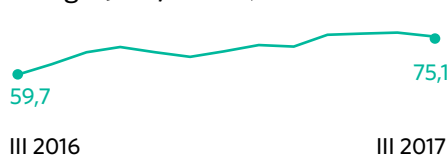


49,2 dol.

-3,7 dol. ↓
od marca
2017 r.

Gaz

Gaz na towarowej giełdzie energii (PLN/MWH)



75,07 zł

-18,81 zł ↓
od marca
2017 r.

Gaz na giełdzie Gaspool (EUR/MWH)



16,1 euro

-3,4 euro ↓
od marca
2017 r.

Paliwa

Benzyna PB95 (PLN/LITR)



4,68 zł

-0,07 zł ↓
od marca
2017 r.

ON (PLN/LITR)



4,54 zł

-0,07 zł ↓
od marca
2017 r.

Prąd

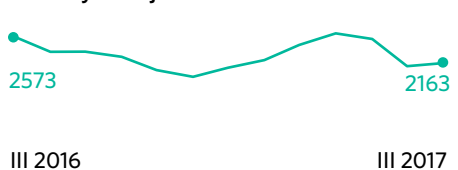
Prąd na towarowej giełdzie energii (PLN/MWH)



147,63 zł

-7,13 zł ↓
od marca
2017 r.

Obroty na giełdzie energii elektrycznej



2163 GWh

+48 GWh ↑
od marca
2017 r.

Zielone certyfikaty (PLN)



31,12 zł

-5,26 zł ↓
od marca
2017 r.

Źródła danych:

Towarowa Giełda Energii (miesięczne indeksy: BASE; GAS_BASE; OZEX_A);
www.polskiyrynekwegla.pl (indeks PSCMI 1);
Datastream (średnie miesięczne ceny węgla ARA, ropy, paliw, gazu na giełdzie Gaspool).

Miesiąc w energetyce

Świnoujście

Toruń

Puławy

STAN KLUCZOWYCH INWESTYCJI:

Elektrownia Puławy (Grupa Azoty Puławy): Największa spółka-córka Grupy Azoty zamiast budowy elektrociepłowni gazowej o mocy 400 MW zamierza postawić mały blok węglowy o mocy 90 MW. W ciągu kilku miesięcy ogłosi postępowanie na wykonawcę nowego bloku. Azoty Puławy wcześniej unieważniły przetarg na budowę bloku na gaz, ponieważ według zarządu był on zbyt duży na potrzeby puławskich zakładów. Decyzję podjęto jednak, gdy państwowe firmy energetyczne postanowiły finansowo wesprzeć fuzję węglowych spółek - KHW i PGG.

Terminal LNG w Świnoujściu: Gaz-System i jego spółka-córka Polskie LNG, która jest operatorem terminala, przygotowują przetarg na wykonanie wstępnych prac projektowych. Moc regazyfikacyjna terminalu LNG ma wzrosnąć z 5 do 7,5 mld m sześć. gazu rocznie. Gaz-System planuje zbudować m.in. drugie stanowisko dla gazowców i trzeci zbiornik. Inwestycja pozwoli na zaspokojenie poprzez gazoport blisko połowy krajowego zapotrzebowania na gaz i wzmocni pozycję Polski w rozmowach z Gazpromem na temat nowego kontraktu na dostawy surowca po 2022 r.

Elektrociepłownia Toruń (EDF): 21 kwietnia odbyła się oficjalna inauguracja nowej elektrociepłowni gazowej w EDF Toruń. Jednostka jest wyposażona w wysokosprawną instalację kogeneracyjną o łącznej mocy cieplnej 357,6 MWt oraz mocy elektrycznej 106 MWe. Całkowity koszt inwestycji wynosi ok. 550 milionów złotych, z czego 50 proc. zostało sfinansowanych przez Polski Fundusz Rozwoju. Gaz do elektrociepłowni zapewni PGNiG.

28.03
2017

Reforma ETS obciąży polską energetykę.

Zaproponowane przez Radę Unii zmiany zasad handlu uprawnieniami do emisji CO2 mogą kosztować polską energetykę nawet 90 mld zł - podał Polski Komitet Energii Elektrycznej. Wszystko przez wzrost cen uprawnień, na które polskie elektrownie w latach 2021-2030 będą musiały wydać 130 mld zł. Dzięki mechanizm kompensacyjnym (np. Funduszowi Modernizacyjnemu) rachunek spadnie o 40 mld zł. Według Komitetu reformą ETS powinny kolejny raz zająć się rządy państw członkowskich na poziomie Rady Europejskiej.

29.03
2017

PGE sprzedaje Exatel. Energetyczny koncern podpisał umowę sprzedaży 100 proc. akcji Exatela na rzecz skarbu państwa. Nadzór nad ostatnim państwowym telekomem przejmie zapewne bezpośrednio MinObr, a nie jak to było wcześniej planowane podległa mu Polska Grupa Zbrojeniowa. Exatel świadczy usługi przesyłu danych m.in. bankom, MinWew, MinObr i innym telekomom. PGE straci na transakcji - cena sprzedaży Exatela wyniosła 368,5 mln, tymczasem w księgach koncernu akcje telekomu były wyceniane na 428 mln zł. Przejęcie nadzoru nad Exatelem przez MinObr to porażka MinCyfr, które również chciało kontrolować spółkę.

29.03 2017 **PGNiG, PGE i Energa zainwestują w PGG.** PGNiG Termika wyłoży 300 mln zł, a Energa Kogeneracja i PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna po 100 mln zł na dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej (PGG), która na początku kwietnia przejmie Katowicki Holding Węglowy (KHW). W powiększony koncern zainwestują też TF Silesia i Enea, które łącznie wyłożą 550 mln zł. W sumie PGG dostanie ponad 1 mld zł. Zgodę na fuzję z KHW musi wyrazić UOKiK oraz banki, które są wierzycielami Holdingu. MinEner musi też przekonać KomEur, że dokapitalizowanie PGG nie stanowi pomocy publicznej. Jeśli do fuzji nie dojdzie, KHW zbankrutuje.

30.03 2017 **Bruksela chce rozmawiać z Moskwą o Nord Stream II.** KomEur zwróci się do państw unijnych o mandat do negocjacji z Rosją w sprawie planowanego gazociągu Gazpromu. To reakcja na prośbę Danii i Szwecji, które chciały, by Komisja wskazała skutki budowy Nord Stream II dla m.in. unii energetycznej. Bruksela chce, by rozmowy z Rosją dotyczyły prawnego statusu morskiej części magistrali. Jeśli zostałaby ona objęta regulacjami Unii, Gazprom musiałaby zapewnić innym dostawcom dostęp do rurociągu i ograniczyć dostawy gazu do 50 proc. Jeśli do rozmów dojdzie, a Rosja pójdzie na ustępstwa, wzrosną szanse na powstanie Nord Stream II.

30.03 2017 **Chiny za walką z globalnym ociepleniem.** „Chiny popierają plany dekarbonizacji gospodarki, pomimo zapowiedzi USA o wycofaniu się z paryskiego porozumienia klimatycznego” - podał „Financial Times”. Pekin przestrzegł, że wszyscy uczestnicy porozumienia powinni wypełniać zawarte w nim zobowiązania. Przeciwno zapowiadanym przez Donalda Trumpa zmianom w polityce klimatycznej protestuje też Unia. Według ekspertów Chiny dążą do wzmocnienia swojej pozycji na arenie międzynarodowej - Pekin w miejsce USA miałby zostać liderem w walce z ociepleniem klimatu.

01.04 2017 **Polska Grupa Górnicza przejęła Katowicki Holding Węglowy.** Transakcję przeprowadzono bezgotówkowo, w zamian za majątek holdingu PGG przejęła też 2,5 mld zł jego zadłużenia. Powiększony koncern dostanie od państwowych inwestorów - PGNiG, PGE, Enei, Energi i TF Silesi - 1 mld zł w trzech transzach. Banki nie zgodziły się na skonwertowanie zadłużenia KHW na akcje PGG, do czego przekonywał je MinEner. Zgodziły się na odłożenie spłaty rat holdingu o dwa lata i łączne wydłużenie spłaty całości długu o pięć lat. Według MinEner na koniec roku PGG osiągnie dodatni wynik finansowy.

03.04 2017 **Energa będzie wynajmować auta elektryczne.** Koncern uruchomił w Gdańsku pierwszą w Polsce usługę wynajmu samochodów na prąd; będą mogli z niej skorzystać pracownicy firm, które mają biura w kompleksie biurowym Olivia Business Centre. Wprowadzając program Energa chce zwiększyć popularność elektromobilności. Do dyspozycji jest 10 aut, a cena za wypożyczenie zależy od modelu i waha się od 27 do 35 zł za godzinę - bez limitu przejechanych kilometrów. Ładowanie pojazdów w terminalach należących do Energi jest darmowe. Koncern chce jeszcze w tym roku uruchomić w Trójmieście dwie kolejne takie wypożyczalnie.

05.04 2017 **Latem elektrownie przejdą stress-testy.** Kontrolę stabilności systemu energetycznego zapowiedział wice-minister energii Andrzej Piotrowski podczas konferencji EuroPower. Resort będzie analizował m.in. scenariusz awarii części bloków energetycznych, a test ma pokazać, czy Polsce grozi blackout. Ostatnio takie ryzyko pojawiło się w sierpniu 2015 r., kiedy z powodu fali upałów wyłączono część elektrowni, a ówczesny MinGosp wprowadził ograniczenia w poborze energii dla największych odbiorców. Według Piotrowskiego w najgorszym wariancie już w 2018 r. może wystąpić niedobór mocy.

05.04 2017 **Polska zaskarżyła dyrektywę o jakości powietrza.** W ubiegłym miesiącu MinŚro zaskarżył do Trybunału Sprawiedliwości UE dyrektywę, która ustanawia nowe limity głównych źródeł zanieczyszczeń powietrza dla państw Unii. Limity dotyczą emisji dwutlenku siarki, cząstek stałych i tlenków azotu i dzięki ich wprowadzeniu jakość powietrza w całej Unii ma się stopniowo poprawiać. Polski rząd kwestionuje sposób uchwalenia nowych limitów emisji. Koszt ich wprowadzenia to 2 mld euro rocznie począwszy od 2020 r., z czego Polska miałaby wydać jedną czwartą.

10.04 2017 **Dania może zablokować Nord Stream 2.** W reakcji na forsowane przez Rosję plany budowy nowego gazociągu po dnie Bałtyku Kopenhaga zamierza tak zmienić przepisy, by móc odmówić zgody na budowę rurociągu ze względów politycznych - poinformował duński minister klimatu i energii Lars Christian Lilleholt w rozmowie z „Financial Times”. Obecnie duńskie przepisy pozwalają nie dać zezwolenia na ułożenie magistrali na duńskich wodach terytorialnych tylko ze względów środowiskowych. Ewentualna zmiana prawa mogłaby zablokować plany budowy Nord Stream 2.

13.04 2017 **Budowa Nord Stream II ma rozpocząć się w 2018 r.** „Gazprom zapowiedział, że budowa Nord Stream II rozpocznie się w II kwartale 2018 r.” - poinformowała „Rzeczpospolita”. Rosjanie liczą, że do końca marca 2018 r. otrzymają zgody państw, przez których wyłączne strefy ekonomiczne na morzu przebiega trasa planowanego gazociągu - Niemiec, Danii, Szwecji, Finlandii i Rosji. Do połowy 2017 r. zapewne negatywną opinię o wpływie inwestycji na środowisko wydadzą republiki nadbałtyckie i Polska.

13.04 2017 **Rząd podejmie negocjacje w sprawie reformy ETS.** Komitet ekonomiczny RadMin rekomendował rządowi podjęcie rozmów z Brukselą w sprawie uwzględnienia w reformie unijnego systemu handlu emisjami (ETS) interesów polskiej energetyki. Negocjacji odmawiało dotychczas odpowiedzialne za ETS MinŚro - minister Jan Szyszko kwestionował podstawę prawną reformy, a ostatnio procedurę przyjęcia mandatu negocjacyjnego Rady Unii. Bruksela czekała na bardziej konstruktywną postawę Warszawy. Podjęcie rozmów da szansę na realizację polskich postulatów: zwiększenie puli darmowych uprawnień do emisji i środków Funduszu Modernizacyjnego.

13.04
2017

Naimski nie chce integracji unijnego rynku prądu.

- Regionalizacja rynków energii to narzędzie, które ma służyć unifikacji czy federalizacji Europy. Nie powinniśmy się na to godzić, to nie jest dla Polski korzystne - powiedział pełnomocnik rządu ds. infrastruktury energetycznej Piotr Naimski podczas konferencji w MinEner. Naimski odniósł się do zapisu z pakietu zimowego o wprowadzeniu regionalnych centrów operacyjnych, które miałyby odebrać część kompetencji krajowym operatorom sieci przesyłowych. Jego wypowiedź to kolejny sygnał, że rząd zamierza hamować integrację unijnego rynku energii.

14.04
2017

Powstaną pierwsze morskie wiatraki bez subsydiów.

Duński Dong i niemiecko EnBW uzyskały prawo do budowy trzech farm wiatrowych na Morzu Północnym, rezygnując z dotacji niemieckiego rządu do produkcji prądu. To pierwszy przypadek, aby wytwórca energii z OZE zgłosił gotowość do konkutowania na rynku bez żadnego wsparcia. Farmy mają powstać w 2024 i 2025 r. Według Donga do tego czasu pojawiają się turbiny o dwukrotnie większej mocy, co zwiększy ich efektywność i obniży koszty. Jeśli założenie to okaże się trafne, produkcja energii z morskich wiatraków w ciągu siedmiu lat stanie się bardziej opłacalna niż z gazu i węgla.

14.04
2017

PGG chce zwiększyć wydobycie węgla. Polska Grupa Górnicza (PGG) zadeklarowała, że w ciągu dwóch lat planuje zwiększenie produkcji do 32 mln ton surowca rocznie. W zeszłym roku inwestycje w kopalniach oraz produkcja były mniejsze od planowanych - od maja do końca 2016 r. grupa wydobyla 15,2 mln ton węgla, o 20 proc. mniej niż zakładano. Niepokojąca sytuacja utrzymuje się - według związku „Sierpień 80”, tylko w I kwartale wydobycie PGG było o 1 mln ton mniejsze niż planowano. Jeśli firma nie zwiększy inwestycji w kopalniach, na rynku może zabraknąć węgla.

20.04
2017

Warszawa chce pokazać KomEur żółtą kartkę za rynek energii.

Posłowie PiS złożą w Sejmie projekt uchwały, która ma zakwestionować zgodność proponowanej przez KomEur reformy rynku energii z unijną zasadą pomocniczości; zarzuca Brukseli zbyt dużą ingerencję w politykę energetyczną Polski. Podobnego zdania jest rząd, któremu nie podoba się m.in. propozycja ograniczenia wsparcia dla elektrowni węglowych. Sejm będzie dążył do uruchomienia unijnej procedury tzw. żółtej kartki, która zmusi KomEur do ponownego rozpatrzenia projektu. Szanse na to są jednak małe, bowiem polskie postulaty musiałyby uzyskać poparcie co najmniej 1/3 parlamentów narodowych Unii.

20.04
2017

Tauron i Azoty wspólnie zgazują węgiel.

„Tauron i Grupa Azoty ogłosiły, że będą współpracować przy budowie instalacji do zgazowania węgla, która miałaby wytwarzać metanol i amoniak. Planowana inwestycja, której koszty szacowane są na 400-600 mln euro, ma powstać w Kędzierzynie-Koźlu. Decyzję spółek popierają MinRoz Mateusz Morawiecki i MinEner Krzysztof Tchórzewski, ponieważ może zwiększyć krajowy popyt na węgiel. Tauron jest trzecią grupą energetyczną z udziałem Skarbu Państwa, obok Enei i PGE, która planuje inwestycje w zgazowanie węgla.

AWANSE I DYMISJE:

- **Tomasz Rawecki** zrezygnował z członkostwa w zarządzie Polimeksu-Mostostal.
- **Łukasz Rędziniak** wszedł do rady nadzorczej Polenergii.
- **Trevor Rath** został wiceprezesem Serinus Energy.
- **Tadeusz Chmielniak, Tadeusz Wenecki, Wojciech Nowak i Sebastian Durek** zostali członkami rady nadzorczej Remaku (modernizacja urządzeń energetycznych).
- **Wojciech Szelaḡowski** zrezygnował z funkcji członka zarządu Gaz-Systemu.
- **Mateusz Gramza** zrezygnował z członkostwa w radzie nadzorczej PGE Polska Grupa Energetyczna.
- **Adriana Carrez i Laurent Guillermin** weszli do rady nadzorczej Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja.

Rząd może zmienić zdanie o wiatrakach

Zagraniczni inwestorzy chcą przejmować polskie farmy wiatrowe. Zakładają, że rząd zmieni niekorzystne dla branży prawo.

Robert Tomaszewski, *analityk ds. gospodarczych*

Prawo antywiatrakowe uderzyło w rynek. W lipcu 2016 r. weszła w życie ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawa antywiatrakowa), która de facto wyeliminowała możliwość budowy wiatraków. Poszerzono też definicję wiatraka, co dla właścicieli farm oznaczało trzy-, czterokrotny wzrost podatku od nieruchomości. W branżę uderzył także spadek wartości zielonych certyfikatów, które są doliczane do ceny sprzedanego prądu - w ciągu roku potaniały o 70 proc. W efekcie doszło do hamowania inwestycji. Według danych WindEurope w 2015 r. w Polsce zainstalowano farmy wiatrowe o mocy 1260 MW, w 2016 r. - tylko 682 MW, a w tym roku będą to pojedyncze megawaty.

Firmy energetyczne i banki robią odpisy. W Polsce działają farmy wiatrowe o mocy 5,8 GW, które odpowiadają za 7-8 proc. krajowej produkcji prądu. W najgorszej sytuacji znajdują się małe firmy i rolnicy (około 3 GW mocy), bo nie są w stanie spłacać kredytów zaciągniętych na budowę farm. Banki z dużymi portfelami kredytów na wiatraki musiały dokonać odpisów: Alior Bank o wartości 34 mln zł, a Bank Ochrony Środowiska - 98,5 mln zł. Danych o złych kredytach nie podał PKO BP, który podkreślał, że jest liderem w finansowaniu zielonych inwestycji. Duże państwowe koncerny - PGE, Tauron, Enea i Energa - przeszacowały wartość swoich farm o 1,7 mld zł.

Inwestorzy przejmą farmy. Po zmianach w prawie część firm sprzedała projekty budowy wiatraków, ale nie doszło do masowego wyjścia inwestorów z działających farm. Z Polski może się wycofać niemiecki Steag (ma dwie farmy o mocy 20 MW), wynika to jednak z decyzji o skoncentrowaniu się na rynku niemieckim. Pozostałe firmy czekają na rozwój wypadków. Według naszych informacji do kancelarii prawnych zgłasza się coraz więcej podmiotów zainteresowanych kupnem farm. To głównie agresywnie inwestujące fundusze z Izraela i zachodniej Europy, ale są też krajowe podmioty. Pojawiło się również zainteresowanie wykupem portfeli kredytów udzielonych farmom wiatrowym. Dotychczas nie doszło do żadnej transakcji.

Rynek spodziewa się interwencji KomEur. Nasi rozmówcy z branży twierdzą, że utrzymanie niekorzystnych regulacji dla farm wiatrowych jest mało realne. Może się bowiem okazać, że Polska nie wypełni tzw. celu OZE, czyli 15-proc. udziału OZE w zużyciu energii brutto do 2020 r. W 2015 r. wyniósł on 11,77 proc. i był poniżej wyznaczonego na ten rok poziomu 11,9 proc. Takie ryzyko widzi też KomEur, która zasygnalizowała to w raporcie z lutego 2017 r. Jeśli rząd nie zrealizuje celu OZE, będzie musiał dokupić brakującą energię za granicą. Sytuację Polski może skomplikować postępowanie Komisji w sprawie ustawy antywiatrakowej, którą ostatnio zaskarżyła m.in. European Wind Association. Bruksela na razie bada sprawę.

Rośnie zainteresowanie wiatrakami morskimi. Ustawie o lokalizacji farm wiatrowych nie podlegają projekty morskie, które cieszą się coraz większym zainteresowaniem inwestorów. Rząd na razie nie przewiduje zamawiania energii z morskich wiatraków w ramach aukcji OZE, ale pomysł popierają MinRoz i MinMor. Dziś w Polsce nie ma morskich wiatraków, chociaż plany ich budowy na Bałtyku mają Polenergia i PGE - projekty o łącznej mocy 2,2 GW mogą powstać po 2020 r. Nasi rozmówcy twierdzą, że może dojść do zmian właścicielskich w obu inwestycjach. Całkowitą sprzedaż swoich projektów rozważa Polenergia, która rozmawia m.in. z duńskim Dongiem i szwedzkim Vatenfallem. Do sprzedaży części swoich udziałów (do 50 proc.) w morskich projektach przymierza się PGE.

CO DALEJ

Rząd jest niechętny zmianom w ustawie antywiatrakowej, ale w najbliższych miesiącach może się to zmienić. Pod koniec roku może dojść do fali bankructw właścicieli małych farm wiatrowych i rolników, więc będą się oni domagać zmian w prawie. Ponadto naciski wywierać będzie Bruksela. Nasze źródła twierdzą, że Komisja może uzależnić notyfikację rynku mocy - na której zależy polskiemu rządowi, bo ma wspierać elektrownie węglowe - od zmian w prawie dotyczącym wiatraków i uporządkowania ustawy o OZE. Jeśli tak się stanie, Warszawa będzie zmuszona do ustępstw

Polska nie będzie potęgą w geotermii

Rząd chce rozwijać inwestycje w źródła gorącej wody i produkować z nich prąd. W polskich warunkach opłacalne są jednak tylko małe ciepłownie i aquaparki.

Robert Tomaszewski, *analityk ds. gospodarczych*

Główne instalacje geotermalne w Polsce. Rząd stawia na gorącą wodę. Geotermię najmocniej wspiera MinŚro Jan Szyszko, z jego inicjatywy zapisy o rozwijaniu tej technologii znalazły się w „Strategii odpowiedzialnego rozwoju”. Podlegający resortowi Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska (NFOŚiGW) zamierza przeznaczyć 500 mln zł na projekty geotermalne, realizowane przez prywatne firmy i samorządy. Zamierza też wykonać sześć odwiertów w poszukiwaniu gorących wód - m.in. w Sieradzu, Kole, Koninie czy Sochaczewie, a należąca do niego spółka - Geotermia Podhalańska - chce zbudować pierwszą w Polsce elektrownię geotermalną w Szaflarach. Prezes Funduszu Kazimierz Kujda chce wzorować się na Islandii, gdzie geotermia zaspokaja jedną czwartą popytu na prąd.

Geotermia jest droższa od węgla, ale taniej wytwarza energię. Jednostki te nie potrzebują paliwa i pracują przez cały rok, niezależnie od pogody. Nie emitują też zanieczyszczeń. Ich budowa wymaga dużych nakładów - koszt instalacji 1 MW jest ponad dwukrotnie większy niż w przypadku instalacji na węgiel. Wytwarzanie energii jest proste - gorąca woda z wnętrza ziemi trafia do sieci ciepłowniczej, która transportuje ją do odbiorców, a następnie jest z powrotem zatłaczana pod ziemię. Przy odpowiednio wysokiej temperaturze (150-200°C), możliwa jest też produkcja prądu - tego rodzaju instalacje działają w 25 krajach. W Polsce energię elektryczną z geotermii chciał produkować o. Tadeusz Rydzyk w Toruniu, ale tamtejsza woda okazała się zbyt chłodna.

Moc zainstalowana w instalacjach geotermalnych w 2016 r. (w MW) Krajowe instalacje geotermalne mają moc 488 MW. Daje to Polsce ósme miejsce w Unii, pod względem zainstalowanej mocy w geotermii. Mają one jednak marginalny udział w krajowych dostawach energii cieplnej - odpowiadają tylko za 0,09 proc. mocy w ciepłownictwie. Zdecydowana większość mocy (390 MW) to ogrzewające gospodarstwa domowe małe pompy ciepła, których jest ok. 35 tys. Pobierają one wodę o temperaturze około 10°C z płytkich, maksymalnie 100-metrowych odwiertów. Z cieplejszej wody (20-90°C) i głębszych odwiertów (do 3 km) korzysta około 12 uzdrowisk i 17 ośrodków rekreacyjnych, a także sześć ciepłowni. Największa, w Bańskiej Niżnej na Podhalu, ma moc ponad 40 MW i ogrzewa m.in. Zakopane.

Polska ma gorącą wodę, ale złoża są głęboko. Złoża geotermalne występują pod 80 proc. powierzchni Polski i mają temperaturę od 20 do 95°C. Są jednak słabo zbadane. Koszt odwiertów waha się od 10 mln zł za otwór o głębokości 2 km do 50 mln zł za 5 km, a bez nich niemożliwa jest ocena wydajności złoża. Początkowo odwierty nie udały się w Toruniu, gdzie zleceniodawcą była fundacja o. Tadeusza Rydzyka Lux Veritatis. Zarzuciła ona wykonawcy, spółce-córce PGNiG Exalo Drilling, wadliwe wykonanie prac i procesuje się o 30 mln zł odszkodowania. Odwierty ostatecznie dokończyła niemiecka firma, a Lux Veritatis jest obecnie w trakcie zdobywania zgody na budowę term, ciepłowni i ciepłociągu.

Ciepłownia geotermalna musi mieć rynek zbytu. Źródła geotermalne muszą mieć dostęp do sieci ciepłowniczej i odbiorców - produkują bowiem ciepło przez cały rok i nie można ich czasowo wyłączyć. Nie jest to problemem zimą, ale latem często nie ma gdzie sprzedać nadwyżek ciepła. Dlatego inwestuje się w tzw. duety, czyli małe ciepłownie połączone np. z aquaparkami. Gorąca woda ze źródła geotermalnego musi też mieć odpowiedni przepływ i poziom mineralizacji, ponieważ duże zasolenie zwiększa koszty produkcji ciepła. W 2005 r. ruszyła ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim, ale po dwóch latach zbankrutowała. Okazało się, że produkcja i sprzedaż ciepła jest dwukrotnie mniejsza od zakładanej. Ciepłownię udało się ponownie uruchomić w 2012 r.

CO DALEJ

Ze względu na ograniczenia geologiczne geotermia w Polsce nigdy nie będzie wykorzystywana na skalę przemysłową, ale ma szansę rozwinąć się jako lokalne źródło ciepła uzupełniające instalacje OZE i konwencjonalne ciepłownie. Rząd jest zdeterminowany, by zwiększyć finansowanie poszukiwań złóż geotermalnych, co ma głównie podłoże polityczne. Minister Szyszko jest kojarzony jako człowiek ojca Tadeusza Rydzyka, który od ponad 10 lat inwestuje w wydobycie gorącej wody w Toruniu. Nie zmienia to jednak faktu, że rząd zamierza wyłożyć znaczne sumy na wsparcie poszukiwań źródeł geotermalnych, co może stworzyć korzystne warunki dla samorządów i firm do podjęcia inwestycji

Coraz więcej energetycznych sporów z Unią

Warszawa coraz mocniej kontestuje unijną politykę energetyczno-klimatyczną. Eskalacja będzie kosztowna dla polskiej energetyki.

Robert Tomaszewski, *analityk ds. gospodarczych*

Warszawa kontestuje pakiet zimowy. Przedstawiony w grudniu 2016 r. przez KomEur tzw. pakiet na rzecz czystej energii to zbiór propozycji legislacyjnych, które mają przebudować rynek energii. Jedną z propozycji jest wstrzymanie wsparcia w ramach rynku mocy dla elektrowni emitujących więcej niż 550 g CO₂ na kWh. Zapis ten został dopisany do pakietu w ostatniej chwili i najmocniej uderza w Polskę, bo eliminuje możliwość dotowania siłowni węglowych. Nasi rozmówcy twierdzą, że KomEur wycofa się z tego pomysłu, ale za cenę ustępstw Warszawy, np. w kwestii dostępu elektrowni zagranicznych do krajowego rynku mocy.

MinŚro nie uznaje stanowiska Rady w sprawie ETS-u.

Warszawa domagała się, by reformą unijnego systemu handlu emisjami CO₂ ponownie zajęła się RadEur, a decyzje zapadały jednomyślnie. MinŚro nie uznaje przyjętego 28 lutego mandatu negocjacyjnego Rady Unii, która zaostrzyła projekt dyrektywy, co oznacza większe koszty dla polskiej energetyki. Resort argumentuje, że na posiedzeniu nie doszło do formalnego głosowania. Z wyjątkiem przychylnych Polsce Węgier nikt w Radzie nie ma zrozumienia dla tego stanowiska. Warszawa tym samym wykluczyła się z toczących się w Brukseli negocjacji Rady Unii z ParlEur.

Problem z wiatrakami. Bruksela przygląda się polskim regulacjom ws. OZE. W raporcie o Polsce z lutego KomEur podkreśliła, że zmiany w krajowym prawie mogą zagrozić stabilności wytwórców zielonej energii. Chodzi m.in. o tzw. ustawę antywiatrakową która ograniczyła możliwość budowy farm wiatrowych i doprowadziła do czterokrotnego wzrostu poziomu ich opodatkowania. Do KomEur wpłynęły dwie skargi na ustawę - European Wind Energy Association i krajowych organizacji branżowych. Komisja może wszcząć w tej sprawie postępowanie, zarzucając Polsce działania sprzeczne z prawem konkurencji i złamanie dyrektywy OZE.

Bruksela przygląda się ustawie o zapasach gazu. Według naszych informacji do KomEur wpłynęła skarga na zmiany w ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego. Nowelizacja rozszerzyła obowiązek magazynowania gazu na wypadek kryzysu dostaw na wszystkich importerów. Ograniczając możliwość magazynowania zapasów poza krajem, skazała ich na zakup zdolności magazynowych od PGNiG. Według Europejskiej Federacji Handlowców Gazu przepisy utrudniają biznes importerom gazu i budzą wątpliwości prawne. Sprawie przygląda się dyrekcja generalna KomEur ds. energii, która może wszcząć postępowanie.

KomEur nie zablokuje Nord Stream II. Warszawa bezskutecznie domaga się od KomEur formalnej oceny, czy budowa drugiej nitki gazociągu jest zgodna z unijnymi przepisami energetycznymi, w tym deklaracji, że podlegać im będzie także morska część rury. W KomEur zwyciężyła interpretacja, że powinna ona podlegać specjalnym ramom prawnym. Bruksela zapowiedziała, że jest gotowa podjąć z Rosjanami negocjacje, by uwzględniła unijne zasady, w tym dostęp stron trzecich do nowej rury. To wciąż korzystniejszy dla Polski scenariusz niż pozostawienie ustaleń o Nord Stream II niemieckim i rosyjskim inwestorom. Oznacza on jednak, że KomEur nie jest zdeterminowana, by zatrzymać projekt.

CO DALEJ

Inflacja konfliktów energetycznych na linii Warszawa-Bruksela to dowód na osłabienie pozycji Polski w Unii, a także konsekwencja ignorowania przez rząd unijnych ram prawnych. Z jednej strony Polska straszy wetem i żąda podejmowania decyzji jednogłośnie, z drugiej - Bruksela stosuje formalne sztuczki, wprowadzając propozycje skierowane de facto wyłącznie przeciw Polsce. Część sporów da się załatwić, zmieniając krajowe prawo, np. ustawę wiatrakową czy o zapasach gazu, ale do tego potrzebna byłaby wola polityczna. Eskalacja zmniejszy wpływ Polski na kształt europejskiego prawa, co będzie oznaczać większe koszty dla polskiej energetyki.

Rząd ma problem z firmą Solorza-Żaka

Grupie energetycznej ZE PAK, należącej do Zygmunta Solorza-Żaka, kończy się węgiel brunatny. Firma liczy na wsparcie państwa.

Robert Tomaszewski, *analityk ds. gospodarczych*

Lepsze wyniki, mniej na inwestycje. Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (ZE PAK) jest piątym producentem energii w Polsce. Po sprzedaży aktywów przez EDF ZE PAK zostanie największym prywatnym wytwórcą energii w kraju. Spółka ma cztery elektrownie na węgiel brunatny i dostarcza 6,3 proc. prądu do krajowego systemu. Węgiel brunatny ma niskie koszty wydobycia, ale nie można go transportować na większe odległości i emituje najwięcej CO₂ z paliw kopalnych. Dlatego ZE PAK jest wrażliwy na wzrost cen uprawnień do emisji. Spółka w zeszłym roku poprawiła wyniki i obniżyła dług - zysk netto wyniósł 250 mln zł wobec 1,88 mld zł straty w 2015 r. - ale trzykrotnie ograniczyła wydatki na inwestycje.

Firmie kończy się paliwo. ZE PAK ma cztery odkrywki węgla brunatnego - w Adamowie ostatnia tona węgla będzie wydobyta w 2018 r., w Drzewcach i Józwinie w 2020 r., a w Tomisławicach w 2030 r. Grupa potrzebuje nowych odkrywek, ale w marcu Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska (RDOŚ) w Poznaniu odmówiła wydania decyzji środowiskowej dla odkrywki w Ościstowie. Bez tego firma nie może uzyskać koncesji wydobywczej i rozpocząć budowy kopalni. Jej uruchomienie jest kluczowe dla elektrowni Pątnów I i II, które odpowiadają za dwie trzecie produkcji energii w grupie. Na razie zarząd firmy zapowiedział odwołanie się od postanowienia RDOŚ i uspokaja, że ryzyko związane z brakiem decyzji środowiskowej jest małe.

Do 2020 r. wyłączy ponad 30 proc. mocy. Na początku stycznia 2018 r. z powodu unijnej dyrektywy IED wyłączona zostanie elektrownia Adamów, która jest drugą pod względem wielkości jednostką w grupie - już teraz znajduje się w ostatniej fazie eksploatacji. Z tego samego powodu do połowy 2020 r. zamknięta zostanie elektrownia Konin. Modernizacja obu elektrowni jest nieopłacalna, co oznacza, że w ciągu najbliższych trzech lat grupa zamknie jednostki, które odpowiadają za jedną trzecią produkcji energii. Pozostałe elektrownie - Pątnów I i II - mogą działać do 2030 r., ale pod warunkiem że będą miały zapewniony dostęp do paliwa. Do 2047 r. może działać mały kocioł biomasowy (55 MW) w Koninie.

Grupa chce przechodzić na gaz. 99 proc. miks paliwowy ZE PAK to węgiel brunatny, ale grupa próbuje przestawić się na inne paliwa. Spółka planowała budowę dwóch elektrociepłowni na gaz o łącznej mocy 520 MW - w Koninie i Adamowie. Oba projekty zostały jednak zawieszone m.in. ze względu na wygaszenie wsparcia dla kogeneracji w końcu 2018 r. Bez niego budowa nowych jednostek jest nieopłacalna. Rząd zapowiada prace nad nowym systemem, nie wiadomo jednak, czy znajdzie się w nim miejsce na wsparcie dla jednostek na gaz. ZE PAK obawia się też o wprowadzenie rynku mocy - bez niego firmie nie opłaca się kontynuować modernizacji elektrowni Pątnów.

Rząd nie chce przejmować ZE PAK. Grupy energetyczne podległe MinEner zaangażowane są w ratowanie kopalń i budowanie nowych siłowni w Opolu i Jaworznie. Na razie nie planują inwestowania w ZE PAK, choć nie należy wykluczać takiego scenariusza. Zygmunt Solorz-Żak w 2012 r. przejął od skarbu państwa większościowy pakiet udziałów w ZE PAK. Po dojściu do władzy PiS w 2015 r. nowe kierownictwo MinSkar zaczęło krytykować transakcję. W połowie 2016 r. media spekulowały, że Solorz-Żak negocjował sprzedaż akcji koncernu w zamian za udziały w Enei. Solorz-Żak nie potwierdził tych doniesień. W połowie marca 2017 r. MinEner Krzysztof Tchórzewski powiedział, że nie ma sygnałów, by ZE PAK był na sprzedaż.

CO DALEJ

Pod wpływem unijnej polityki i kończących się złóż węgla brunatnego ZE PAK będzie musiał stopniowo wyłączać najbrudniejsze elektrownie i przechodzić na mniej emisyjne paliwa lub zredukować udział w krajowym rynku wytwarzania. Drugi scenariusz uprawdopodobni się, jeżeli spółka nie wybuduje odkrywki „Ościstowo”, która ma zapewnić paliwo jej elektrowniom. Jeśli rząd przyspieszy prace nad systemem wsparcia kogeneracji i rynku mocy, może zachęcić spółkę do przejścia na czystszy gaz. W innym wypadku Solorz-Żak może wyczołgać się z ZE PAK i wymusić przejęcie spółki przez państwowe grupy energetyczne. Domknij to proces „polonizacji” sektora wytwarzania energii w Polsce.

Tomaszewski: Polska nie jest skazana na węgiel

Polski nie stać na szybkie odejście od węgla, ale nie może też pozostać od niego zależna w długim terminie. Rząd ma przed sobą trzy scenariusze.

Robert Tomaszewski, *analityk ds. gospodarczych*

Węgiel odpowiada za 80 proc. produkowanej energii w Polsce, ale utrzymanie jego dominującej pozycji w miksie energetycznym będzie coraz trudniejsze ze względu na wyczerpujące się złoża, szybki rozwój OZE za granicą i rosnącą presję ze strony unijnej polityki klimatycznej, która wymusza dekarbonizację. Polska ma do wyboru trzy drogi: ograniczoną modernizację w oczekiwaniu na przełom technologiczny, który wyłoni źródło energii przyszłości, rozwijanie jednej z istniejących technologii niewęglowych (atom, wiatraki morskie lub gaz) lub pozostanie przy węglu.

Europejska energetyka jest w trakcie głębokiej transformacji.

Liberalizacja rynków, szybki rozwój OZE i polityka klimatyczna sprawiły, że państwa tracą wpływ na kształt rynku, a zyskują go prywatne firmy i regulacje ponadnarodowe. Rządy mogą coraz mniej, a jednocześnie muszą coraz więcej: mieszkańcy miast chcą powietrza bez smogu, przemysł żąda stabilnych dostaw energii, a wszyscy chcą niskich cen prądu. Na to nakłada się paradoks OZE: aby móc wspierać rozwój zielonej energii, państwa muszą dotować paliwa kopalne, bo to one zapewniają stabilność dostaw przy bezwietrznej lub pochmurnej pogodzie. Zarazem państwa coraz gorzej radzą sobie z planowaniem. Tempo zmian technologicznych jest na tyle duże, że budowanie długoterminowych strategii i przewidywanie mikсів energetycznych ma coraz mniejszy sens.

Polska nie jest pod tym względem wyjątkiem, a ostatnie rządy konsekwentnie utrzymywały zależność kraju od jednego surowca: węgla. Powstaje z niego ponad 80 proc. produkowanej energii w Polsce - to najwyższy wskaźnik uzależnienia od tego paliwa w Europie. Węgiel był przez lata uznawany za gwarant bezpieczeństwa państwa, ale paradygmat ten ulega zmianie. Powodem są wyczerpujące się złoża, presja klimatyczna ze strony Unii i szybko rozwijające się technologie OZE. W dłuższym terminie utrzymanie status quo będzie coraz kosztowniejsze. Polski rząd ma do wyboru trzy drogi: dokonać ograniczonej modernizacji elektrowni w oczekiwaniu na przełom technologiczny, zaryzykować i rozwinąć jedną z niewęglowych technologii (atom, wiatraki morskie bądź gaz) lub w kontrze do Unii trzymać się węgla.

Pierwszy scenariusz jest kuszący, bo w krótkim terminie nie pociąga za sobą znaczących ryzyk finansowych. Rząd, zamiast budować nowe bloki na węgiel, mógłby wesprzeć modernizację tzw. dwusetek, czyli starych bloków o mocy 200 MW. Ograniczyłoby to ich emisyjność i przedłużyło żywotność elektrowni o kilkanaście lat, co dałoby politykom więcej czasu na decyzję co dalej. Według Akademii Górniczo-Hutniczej koszt rewitalizacji 44 dwusetek wyniosłoby 9 mld zł - dla porównania budowa jednego nowego bloku o mocy 1000 MW to koszt około 6 mld zł. Państwo musiałoby jednak wesprzeć taką inwestycję i uzyskać zgodę Brukseli.

Alternatywą wobec przedłużania żywotności starych bloków węglowych jest postawienie na nowe źródło, np. atom. Rząd zadeklarował w „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” poparcie rozwoju technologii jądrowych, ale ostateczna decyzja w sprawie budowy elektrowni nie zapadła. Atom ma wiele zalet, nie emituje CO₂ i jest bardzo tani w eksploatacji. Z drugiej strony koszty budowy atomówki są do trzech razy wyższe od kosztów elektrowni węglowej, a od podjęcia decyzji o inwestycji do uruchomienia reaktorów mija minimum 10 lat. Co więcej, całą technologię trzeba kupić za granicą, co oznacza, że krajowe firmy nie zarobią nawet na wylewaniu betonu przy budowie atomówki. Rząd wciąż się waha, a decyzja w tej sprawie nie zapadnie w tej kadencji parlamentu.

Farmy wiatrowe na morzu stawia się szybko, na ich budowie mogą skorzystać m.in. polskie stocznie. Są zdecydowanie większe od farm lądowych, ich śmigła mają szerokość pasażerskiego odrzutowca, dzięki czemu produkują więcej energii. Mimo to ich praca zależy od pogody i musi być ubezpieczana przez elektrownie konwencjonalne, co podnosi ostateczny koszt inwestycji. To wciąż droga technologia - w 2015 r. uśredniony koszt wytwarzania energii dla morskiej energetyki wiatrowej wynosił 153 euro/MWh, podczas gdy dla fotowoltaiki - 117 euro, a dla lądowych wiatraków - zaledwie 64 euro. Jej rozwój na większą skalę jest spodziewany w polskiej części Bałtyku dopiero w połowie przyszłej dekady, a przyspieszenie wymagałoby wsparcia ze strony rządu.

Postawienie wyłącznie na węgiel to obecnie gwarancja izolacji, zarówno w Europie, jak i na świecie. Koszty produkcji energii z tego paliwa będą rosnąć ze względu na coraz ostrzejsze normy klimatyczne i środowiskowe Unii. Tylko w ciągu ostatniego roku odejście od węgla ogłosiły Francja i Finlandia, wcześniej taką decyzję podjęły Wielka Brytania, Austria, Portugalia i Dania. Podobne decyzje podejmują wielkie fundusze inwestycyjne, ale też firmy energetyczne. W kwietniu 3,5 tys. unijnych producentów prądu zrzeszonych w organizacji Eurelectric zadeklarowało, że od 2020 r. nie zbudują żadnej nowej elektrowni węglowej. Wyjątkiem były podmioty z Grecji i Polski.

Ostateczny cios węglowi zada jednak nie unijna legislacja klimatyczna, lecz wielkoskalowe baterie, dzięki którym w pewnym momencie wiatraki i panele fotowoltaiczne będą w stanie magazynować nadwyżki energii, a co za tym idzie, dostarczać ją do odbiorców przez cały dzień. Zniknie wtedy potrzeba istnienia wielkich elektrowni na paliwa kopalne. Polska może oczywiście pozostać przy węglu, ale warunkiem jego przetrwania będzie oddzielenie się od taniej energii płynącej z sąsiednich krajów i budowa energetycznej autarkii. Polska stanie się wyspą węgla z najwyższymi cenami energii w całej Europie.

W tej sytuacji rząd powinien wybrać między budową elektrowni atomowej a rozwojem wiatraków na Bałtyku. Obecnie bezpieczniejszym wyborem jest druga opcja, ze względu na krótszy czas realizacji projektów i większe korzyści dla rodzimych firm. Problem z zabezpieczeniem dostaw energii w przypadku mniej wietrznej pogody można rozwiązać, rozbudowując na północy kraju elektrownie na gaz, które mogłyby być zasilane przez norweski surowiec z Baltic Pipe, co przy okazji podniesie rentowność tej inwestycji. Budowa siłowni jądrowej powinna pozostać opcją na przyszłość; być może w przypadku Polski lepiej sprawdzą się małe reaktory atomowe produkujące prąd i ciepło.

Polski nie stać na szybkie odejście od węgla, ale nie może też pozostać od niego zależna w długim terminie. Bez względu na to, który scenariusz ostatecznie wybierze rząd, polska polityka energetyczna powinna dążyć do realizacji trzech doraźnych celów: dywersyfikacji miksu energetycznego, ucyfrowienia odbiorców, rozproszenia źródeł wytwórczych. W praktyce oznacza to, że musi ograniczyć zależność od węgla, postawić na inteligentne liczniki, które pozwolą odbiorcom sterować zużyciem prądu i odciążać sieć energetyczną w momentach krytycznych, oraz odejść od wielkich elektrowni i skupić się na budowie większej liczby, ale mniejszych i bardziej elastycznych jednostek, które ograniczą straty sieci

Głosowanie w sprawie konkluzji BAT i dziewiąta edycja Europejskiego Kongresu Gospodarczego w Katowicach, kolejne negocjacje systemu handlu emisjami CO₂ – o tym będzie mówić branża energetyczna.

28 kwietnia w Brukseli odbędzie się głosowanie nad znowelizowaną dyrektywą IED i konkluzją BAT, czyli nowymi normami emisji dla przemysłu i energetyki. Głosowanie odbędzie się większością kwalifikowaną ambasadorów krajów członkowskich przy Unii. Polska sprzeciwi się rozwiązaniom, a jej stanowisko zapewne poprą Czechy, Słowacja, Bułgaria, Rumunia i prawdopodobnie Finlandia. Decyzje zostaną opublikowane zapewne po wakacjach i wtedy też wejdą w życie. Od tego momentu przemysł i elektrownie będą miały cztery lata na dostosowanie się do nowych wymogów. Koszty modernizacji starych elektrowni węglowych mogą wynieść 17,5 mld zł.

W najbliższych tygodniach powinniśmy poznać więcej szczegółów dotyczących polskiego rynku mocy. 9 maja odbędzie się organizowana przez Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie konferencja „Rynek mocy – nowe wyzwanie”, w trakcie której Tomasz Dąbrowski, dyrektor departamentu energetyki w MinEner, przedstawi stan prac nad ustawą o rynku mocy. Ta jest mocno opóźniona – ostatnio wiceminister energii Grzegorz Tobiszowski mówił w Sejmie, że projekt powinien zostać zamknięty do wakacji, choć miał trafić do Sejmu pod koniec zeszłego roku. Na konferencji będzie też mowa o niedawno zaakceptowanym przez KomEur francuskim rynku mocy.

W dniach 10-12 maja odbędzie się Europejski Kongres Gospodarczy, na którym nie zabraknie przedstawicieli branży energetycznej. Pojawi się m.in. Jos Delbeke, dyrektor generalny ds. działań w dziedzinie klimatu z KomEur, Marosz Szefczowicz, wiceprzewodniczący Komisji ds. Unii Energetycznej, prezes URE Maciej Bando, szef PGE Henryk Baranowski, szef PGNiG Piotr Woźniak czy MinEner Krzysztof Tchórzewski. 15-17 maja odbędzie się konferencja Gazterm w Międzyzdrojach, zatytułowana „Perspektywy dla nowego modelu rynku gazu w regionie Trójmorza.” 31 maja w MinRoz odbędzie się konferencja „Smart Grid” organizowana przez Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej i resort energii.

30 maja odbędzie się kolejny trilog ws. reformy EU ETS, czyli systemu handlu emisjami CO₂. W połowie kwietnia Komitet ekonomiczny RadMin rekomendował, by rząd znalazł kompromis z Brukselą i by interesy polskiej energetyki były uwzględnione w reformie systemu. Do tej pory negocjacji odmawiało odpowiedzialne za politykę klimatyczną i ETS MinŚro – Jan Szyszko kwestionował podstawę prawną reformy, a ostatnio procedurę przyjęcia mandatu negocjacyjnego Rady Unii. Jeśli rząd przekona resort środowiska i podejmie rozmowy, da to szansę na realizację polskich postulatów m.in. zwiększenie puli darmowych uprawnień do emisji i środków Funduszu Modernizacyjnego.

TERMINY

27 kwietnia	PKN Orlen opublikuje wyniki za I kwartał 2017 r.
28 kwietnia	w Brukseli odbędzie się głosowanie nad znowelizowaną dyrektywą IED
10 maja	Energa i Tauron opublikują wyniki za I kwartał 2017 r.
11 maja	JSW i PGE opublikują wyniki za I kwartał 2017 r.
10-12 maja	IX Europejski Kongres Gospodarczy w Katowicach
15-17 maja	konferencja Gazterm w Międzyzdrojach
25 maja	PGNiG, Enea i Bogdanka opublikują wyniki za I kwartał 2017 r.
30 maja	trilog ws. reformy systemu EU ETS
31 maja	konferencja Smart Grid



Robert Tomaszewski
Analityk ds. gospodarczych
(+48) 22 436 73 14
r.tomaszewski@politykainsight.pl



Wiedza szyta na miarę

Polityka Insight oferuje usługi analityczne na zamówienie. Nasi eksperci zbadają interesujący Cię temat i odpowiedzą na Twoje pytania.

Więcej na: www.research.politykainsight.pl



PREZENTACJE TEMATYCZNE

Briefujemy zarządy firm i banków na temat sytuacji politycznej, perspektyw gospodarczych i otoczenia regulacyjnego.



ANALIZY I RAPORTY

Wykonujemy badania ilościowe i jakościowe, zawsze zorientowane na użyteczność dla zamawiającego. Przygotowujemy kilkunastonicowe analizy.



SPOTKANIA EKSPERCKIE

Wspólnie z partnerami organizujemy okrągłe stoły lub śniadania eksperckie na wybrany temat – ze starannie dobranymi uczestnikami.