

PATRON MEDIALNY:

Energetyka

— CIEPLNA I ZAWODOWA —



Brysiewicz & Wspólnicy

RADCOWIE PRAWNI

BUSINESS CASE REVIEW

20
20

Energetyka





Spis treści

Wstęp	str. 4
Autorzy	str. 5-7
Business case	str. 8-60
1. Cała nadzieja w biometanie.....	str. 9 -11
2. Obowiązki „paliwowców” i bezlitosny URE	str. 12-15
3. Skarb Państwa w podwójnej roli – sprzedaż akcji Energi jako pomoc publiczna	str. 16-18
4. Wiatrowy pre-pack	str. 19-22
5. System białych certyfikatów w Polsce – zatrważający czas oczekiwania i zatrważające kary	str. 23-26
6. Iluzoryczny system wsparcia dla prosumentów biznesowych	str. 27-29
7. Corporate PPA na linii bezpośredniej	str. 30-32
8. Energetyczny precedens sądowy	str. 33-35
9. Utopia rozwoju elektromobilności w Polsce	str. 36-38
10. Kary za 20. stopień zasilania, czyli "pozytywne" skutki różnorodnych zaniedbań	str. 39-42
11. Wodór – jak, gdzie, kiedy?	str. 43-46
12. Certificate Purchase Agreements i konsekwencje ich wypowiadania	str. 47-49
13. Przetarg na dostawę energii i upadły sprzedawca	str. 50-52
14. Jak oszukać przeznaczenie i Prezesa URE.....	str. 54-57
15. Biopaliwa nowej generacji	str. 58-60



Wstęp





Szanowni Państwo,

oddajemy w Państwa ręce pierwszą kompilację tekstów o tematyce energetycznej, powstałą w całości za sprawą zespołu kancelarii Brysiewicz i Wspólnicy. Niniejszy materiał, który tworzymy pod znaną już z naszych publikacji nazwą *Business Case Review*, stanowi próbę przybliżenia wybranych tematów, które w naszej ocenie mogą się okazać interesujące dla branży energetycznej i przemysłowej.

W niniejszym opracowaniu znajdują Państwo teksty o bardzo różnym charakterze. Są tu komentarze do wydarzeń legislacyjnych, opisy problemów prawnych czy też nasze doświadczenia wyjęte wprost z praktyki kancelaryjnej. Podobnie jak w przypadku wcześniejszych tego typu publikacji powstałych w naszej kancelarii, staraliśmy się przekazać naszą wiedzę i doświadczenie językiem biznesu, bez uciekania w prawnicze wywody, które dla wielu osób bywają niezrozumiałe.

Nasz przekaz kierujemy do wszystkich, którzy na co dzień stykają się z tematami istotnymi dla branży energetycznej. Coś dla siebie znajdą tu inwestorzy, analitycy, praktycy, dziennikarze czy też ludzie, którzy po prostu interesują się energetyką i chcą wiedzieć "co w trawie piszczy".



Bardzo dziękuję znakomitemu zespołowi kancelarii, bez którego powstanie tej publikacji nie byłoby możliwe i jednocześnie zapewniam, że nie jest to nasze ostatnie słowo.

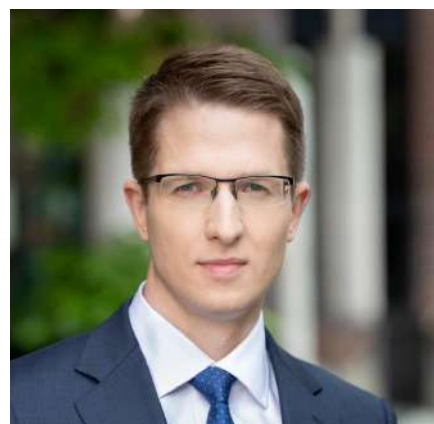
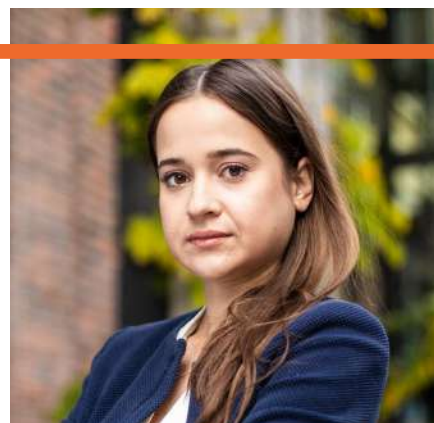
**Mamy nadzieję, że raport ten spotka się z Państwa oczekiwaniami.
Życzymy ciekawej lektury!**

Jan Sakławski

Radca prawny
Wspólnik w kancelarii
Brysiewicz i Wspólnicy



Autorzy





Jan Sakławski

wspólnik, radca prawny

Prowadzi praktykę energetyczną. Jest doświadczonym doradcą dla klientów z branży energetycznej oraz przemysłowej. Wspiera przedsiębiorców w sprawach dotyczących projektów infrastrukturalnych. Konsultuje procesy zwiększania efektywności energetycznej zakładów, w tym uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej. Uczestniczył w badaniach due diligence, sporządzał opinie prawne i doradzał klientom w złożonych procesach inwestycyjnych.



dr Magdalena Porzeżyńska

radca prawny

Specjalizuje się w polskim i europejskim prawie ochrony środowiska oraz prawie energetycznym, w szczególności w zagadnieniach związanych z projektami w zakresie energii odnawialnej. Magdalena koncentruje się na kwestiach pomocy publicznej (w tym programach wsparcia energii odnawialnej). Ma bogate doświadczenie w doradztwie w zakresie prawa ochrony środowiska, prawa administracyjnego i planowania przestrzennego polskim i zagranicznym firmom z branży energetycznej i budowlanej.



Karolina Wcisło-Karczewska

starszy prawnik

Posiada bogate doświadczenie w zakresie doradztwa regulacyjnego dla firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła. Z powodzeniem doradza klientom w postępowaniach przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Dzięki kompleksowej i praktycznej wiedzy zapewnia zgodność działań swoich klientów z obowiązującymi przepisami prawa. Wspiera także inwestorów wdrażających projekty w zakresie energii odnawialnej, biogazu i kogeneracji. Doskonale zna rynek energii i rozumie wyzwania biznesu.



Krzysztof Olechno

radca prawny

Specjalizuje się w sprawach upadłościowych i restrukturyzacyjnych. Reprezentuje podmioty dotknięte niewypłacalnością, syndyków, jak również wierzycieli. W obszarze praktyki zawodowej Krzysztofa znajduje się także prawo procesowe. Posiada kilkuletnie doświadczenie w zakresie prawa upadłościowego i restrukturyzacyjnego, które zdobywał biorąc udział w największych i najbardziej skomplikowanych postępowaniach upadłościowych oraz restrukturyzacyjnych w kraju.



Magdalena Michalik

prawnik

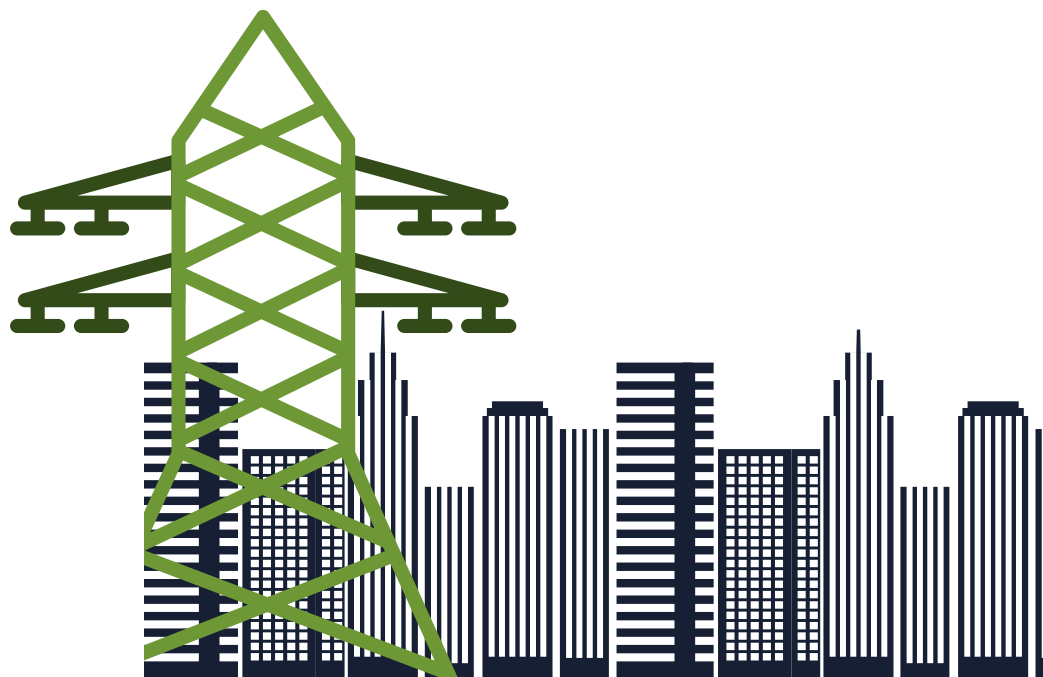
Posiada doświadczenie w zakresie sporządzania pism procesowych, opinii oraz analiz prawnych, szczególnie w obszarach pomocy publicznej, prawa energetycznego, prawa cywilnego oraz prawa bankowego, które od ponad czterech lat zdobywa w krajowych i międzynarodowych kancelariach prawnych. Aktualnie jest doktorantką w Katedrze Prawa Unii Europejskiej na Uniwersytecie Warszawskim



Małgorzata Woźniak

aplikantka adwokacka

Zdobywała doświadczenie zawodowe podczas studiów, pracując w kancelariach prawnych, w których zajmowała się sprawami z zakresu prawa cywilnego, prawa spółek oraz prawa procesowego. Jest aplikantką adwokacką w Okręgowej Radzie Adwokackiej w Warszawie, a także uczestniczką i prelegentką ogólnopolskich konferencji naukowych o tematyce prawnoprocesowej.



Business case





01

Cała nadzieja w biometanie



Karolina Wciśło-Karczewska
starszy prawnik



W 2008 r. ówczesny Minister Gospodarki miał plan wybudowania w Polsce do 2020 r. przynajmniej po jednej biogazowni rolniczej w każdej gminie. Już dawno temu wszyscy zdali sobie sprawę, że plan ten do 2020 r. na pewno nie wypali. Wybudowanie biogazowni jest przedsięwzięciem specyficznym i wymagającym wielomilionowych nakładów – zwrot z takiej inwestycji musi być więc odpowiednio wysoki i pewny.

Choć w ostatnich latach produkcja energii elektrycznej z biogazu rolniczego stała się przedsięwzięciem dość opłacalnym (ze względu na wysokie ceny referencyjne oraz elastyczny system wsparcia FIP/FIT), to mimo tego, instalacji biogazowych nadal nie przybywa w takim tempie jak byśmy sobie tego życzyli.

Nowym bodźcem do rozwoju instalacji biogazowych w Polsce może stać się biometan – czyli oczyszczony i uzdatniony gaz – choć ramy prawne dla powszechnego jego wykorzystania są na razie w powijakach.



Szerokie perspektywy

Od kilku lat produkcja biometanu przeżywa rozkwit w krajach Europy Zachodniej oraz Skandynawii. Okazało się bowiem, że biometan jest jednym z najbardziej efektywnych kosztowo sposobów ograniczania emisji, przy jednoczesnym zagospodarowaniu odpadów, tworząc tzw. gospodarkę obiegu zamkniętego. Entuzjaści biometanu wskazują zwłaszcza, że można go wykorzystać na wiele sposobów – przede wszystkim jako oczyszczony gaz wprowadzony do sieci gazowej, a także jako paliwo transportowe.

Z powyższego opisu rodzą się szerokie perspektywy dla biometanu. W Polsce jego masowe wykorzystywanie nie jest jednak takie proste, choć wydaje się coraz bardziej realne. Zresztą, jeśli nie zrobimy tego z własnej woli, to prawdopodobnie przymusi nas do tego Unia Europejska.

Martwy system brązowych certyfikatów

Polska jako kraj, jest obecnie mocno spóźniona w wykorzystaniu biometanu, choć pewnie niewielu wie, że pierwsze ramy prawne w zakresie systemu wsparcia dla tego paliwa powstały już w 2010 r. Wtedy to bowiem do ustawy Prawo energetyczne wprowadzono system tzw. brązowych certyfikatów, czyli praw majątkowych, którymi mieli być wynagradzani producenci biogazu rolniczego wtłaczanego do sieci.

Brązowe certyfikaty są nawet notowane na Towarowej Giełdzie Energii (posiadają indeks TGEbg), jednak w praktyce, z uwagi przede wszystkim na brak przepisów wykonawczych, żaden brązowy certyfikat nie został nigdy wydany – nie było zatem także czym obracać.

Przez wiele lat problem leżał w kosztach. Oczyszczanie biometanu do jakości gazu sieciowego wymagało wysokich inwestycji w technologię uzdatniania. Funkcjonowaliśmy zatem w swego rodzaju zamkniętym kole. Z jednej strony, nie było instalacji, które mogłyby uzyskiwać brązowe certyfikaty, a z drugiej, ustawodawca nie miał powodów, żeby dopracować system brązowych certyfikatów, skoro nie było komu z niego korzystać. Zatem, pomimo niemal 10 lat istnienia systemu brązowych certyfikatów, system ten jest de facto martwy.

Trochę lepiej wygląda sprawa wykorzystania biometanu w transporcie, w czym pomogła nowelizacja ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z 2019 r. Sprężony biometan może być stosowany jako samoistne paliwo lub jako mieszanina w dowolnych proporcjach z CNG w pojazdach zasilanych gazem ziemnym, a po wydaniu stosownego rozporządzenia, możliwe będzie wytwarzanie biowodoru z biometanu.

Sprawy idą naprzód

Po latach stagnacji w temacie wykorzystywania biometanu, w lipcu 2020 r. w Ministerstwie Rolnictwa podpisany został list intencyjny w sprawie budowy 20 biogazowni rolniczych opartych na pol-



skiej technologii, pozwalającą na zagospodarowanie substratów z gospodarstw rolnych i ich przetworzenie na energię elektryczną oraz biometan.

Być może ta, po części, rządowa inicjatywa da wreszcie bodziec dla inicjatyw w pełni prywatnych. Zresztą, analizując akty prawne przyjmowane na poziomie Unii Europejskiej widać, że biometan obok wodoru jest jednym z kluczowych paliw, których produkcja i wykorzystanie będzie wspierane w perspektywie najbliższych kilkunastu a nawet kilkudziesięciu lat. Oprócz uchwalonej już tzw. dyrektywy RED II^[1] określającej cele OZE, Unia Europejska obecnie pracuje także nad kolejnym pakietem gazowym, który wprowadzi nowe regulacje na rzecz infrastruktury gazów niskoemisyjnych (biometan, wodór, technologie power-to-gas i inne), priorytetowego dostępu do sieci czy możliwych systemów wsparcia. Widać zatem, że będzie to jeden z głównych elementów transformacji energetycznej.

Wydaje się, że nie ma już odwrotu od zastosowania biometanu w sieciach gazowych czy transporcie. Jest to kwestia dopracowania odpowiednich technologii oraz masowego ich wdrożenia, przy możliwie praktycznych regulacjach prawnych i dobrze skonstruowanym systemie wsparcia, który może zostać wzorowany chociażby na popularnym dziś systemie FIP/ FIT.



[1] dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych



02

Obowiązki „paliwowców” i bezlitosny URE



Jan Sakławski
wspólnik, radca prawny



Chociaż przeciętnemu Polakowi branża paliwowa kojarzy się z największymi spółkami Skarbu Państwa bądź koncernami międzynarodowymi, to osoby zajmujące się tą branżą na co dzień wiedzą, że ogromna większość uczestników tego rynku to niewielkie, prywatne podmioty. Nie jest w tym wypadku niczym zaskakującym, że tak silnie regulowana branża musi się często mierzyć ze zmianami w prawie, które powodują konieczność dostosowania posiadanych pozwoleń czy też wpisów do rejestrów w szybkim tempie.

Ta specyfika rynku paliw sprawia, że każdy jego uczestnik musi trzymać rękę na legislacyjnym pulsie niemal cały czas. Należy jednak pamiętać, że o ile duży gracz ma wyspecjalizowane służby pilnujące by żadna zmiana prawa go nie zaskoczyła, o tyle mniejsze podmioty nie mogą sobie na takie wsparcie pozwolić. Co więcej, największe podmioty z branży są często zapraszane do udziału w konsultacjach publicznych i chociażby z tego już tytułu uczestniczą w procedurze legislacyjnej.



Powyższe oznacza, że zmiana przepisów dotyczących rynku paliw może zaskoczyć niektórych jego uczestników. Pół biedy, kiedy dotyczy to kwestii informacyjnych bądź raportowych niezagrażonych sankcją. Problem powstaje, gdy zmiany są istotne, mogą skutkować przykrymi konsekwencjami dla tych, którzy je przegapią.

Problemy „uczestników” rynku

Należy dodać, że problem ten dotyka ponad 6 tysięcy koncesjonariuszy obrotu paliwami ciekłymi oraz kilkuset podmiotów wpisanych do rejestru podmiotów przywożących. Jest to więc ogromna rzesza przedsiębiorców. W szczególności dla podmiotów wpisanych do rejestru jest to zwykle działalność poboczna, ponieważ sprowadzane paliwa nie są przedmiotem obrotu, lecz są wykorzystywane w ramach bieżącej działalności przedsiębiorstwa. Dobrym przykładem takiej sytuacji jest wykorzystywanie niektórych rodzajów paliw przez przemysł szklarski do czyszczenia szyb. Podmioty te kupują niewielkie ilości benzyn lakowych takich jak izoparafina w celu wykorzystania w procesach myjących. Trudno w ogóle uznać takie podmioty za uczestników rynku paliw, ale nie zmienia to faktu, że powinny one ujawnić w rejestrze podmiotów przywożących fakt sprowadzenia wskazanych substancji, jeżeli kupili je za granicą.

Co jednak w sytuacji, gdy tego faktu nie zgłoszą? Wtedy zaczynają się problemy.

Po pierwsze, fakt niezgłoszenia do rejestru nie zwalnia przywożącego z comiesięcznego raportowania w zakresie ilości i jakości wwiezionych do Polski paliw ciekłych. Po drugie, niezależnie od przyczyn braku zgłoszenia, oba zachowania – niezgłoszenie do rejestru i nieraportowanie są czynami zagrożonymi karą - grzywną (w pierwszym przypadku) lub karą administracyjną (w drugim przypadku). Kary te mają wymiar niebagatelny, ponieważ jest to do 2,5 mln zł za brak wpisu do rejestru oraz 10 tys. zł za każdy miesiąc, w którym podmiot przywożący nie złożył Prezesowi URE sprawozdania określającego ilość paliw przywiezionych.

Kosztowny brak sprawozdania

Należy dodać, że obowiązek sprawozdawczy obowiązuje przez cały okres wpisu do rejestru podmiotów przywożących, co URE interpretuje w ten sposób, że w przypadku braku wpisu obowiązek ten aktualizuje się co miesiąc aż do wyjaśnienia sytuacji przez podmiot zainteresowany. To z kolei prowadzi do kuriozalnych sytuacji, w których podmiot – nie wiedząc, że istnieje prawny obowiązek dokonania wpisu do rejestru – po jednokrotnym przywiezieniu paliwa objętego obowiązkiem jest obarczany obowiązkiem raportowym za wszystkie miesiące licząc od miesiąca, w którym dokonał przywozu po raz pierwszy. Oznacza to, że może dochodzić do sytuacji, w których przedsiębiorca orientuje się, że od sprowadzenia drobnej ilości np. wskazanej już izoparafiny dwa lata temu i braku późniejszych przywozów



powinien był co miesiąc wysłać do URE sprawozdanie, w którym wskazywałby zerową ilość przywiezionych paliw płynnych. Skoro zaś tych sprawozdań nie składał, to za pełne dwa lata musi zapłacić karę pieniężną w wysokości 10 tys. zł miesięcznie. Nietrudno policzyć, że sumuje się to do absurdalnej kwoty 240.000 zł za niewielkie, jednorazowe i mało szkodliwe uchybienie o charakterze raportowym.

Tym niemniej Prezes URE oceniając tę sytuację może zmniejszyć wymiar odpowiedzialności przywożącego. Po pierwsze, ustalając wymiar kary Prezes URE uwzględnia obligatoryjnie stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Niestety w przypadku niewypełniania obowiązku sprawozdawczego ustawa przewiduje na sztywno karę 10.000 zł co uniemożliwia jej miarkowanie, a co URE skrzętnie wykorzystuje w swojej praktyce. Po drugie, Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował swój obowiązek. Tutaj jest już nieco większe pole do popisu, przede wszystkim dla stron, które komunikują URE naruszenie obowiązku sprawozdawczego. Mogą one, dokonując takiej autodenuncjacji, zwrócić organowi uwagę, na jednokrotność czynu, brak wiedzy i wyspecjalizowanych w tym zakresie służb. Należy jednak zwrócić uwagę, że URE „może” a nie „musi” wziąć pod uwagę przedmiotowe okoliczności. Oznacza to, że mamy tutaj do czynienia z tzw. uznaniem administracyjnym, a więc

daleko idącą swobodą organu w zakresie możliwości wykorzystania tego przepisu.

Przestępstwo za brak wpisu

Sytuacja wygląda nieco inaczej w przypadku, gdy nie dokonaliśmy wpisu do rejestru podmiotów przywożących w sytuacji, gdy byliśmy do tego zobowiązani. Jak wspominałem wcześniej jest to przestępstwo zagrożone karą grzywny do 2.500.000 zł. Co oczywiste, przestępstwo w polskim prawie popełnić może tylko osoba fizyczna, więc w tym wypadku są to osoby zarządzające przedsiębiorstwem (członkowie zarządu, wspólnicy spółek osobowych, bądź wysokiej rangi menadżerowie). Fakt, że jest to przestępstwo niesie ze sobą oczywiście szereg niedogodności, ale paradoksalnie w niektórych aspektach jest również dla sprawcy korzystny.

Osoba skazana jest oczywiście uznawana za przestępcę i może to mieć negatywne konsekwencje w kontekście pełnienia niektórych funkcji publicznych, wykonywania niektórych zawodów czy też dostępu do niektórych informacji. Jednocześnie jednak fakt, że sprawa ta, inaczej niż opisana powyżej, będzie leżała w gestii prokuratora i sądu karnego niesie ze sobą również pewne elementy pozytywne. O ile bowiem w przypadku kary administracyjnej Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary powołując się na pewne okoliczności o charakterze łagodzącym, o tyle w ramach postępowania karnego zarówno prokurator jak i sąd muszą kierować się stopniem szkodliwości, winy i warunkami



sprawcy wymierzając karę i stwierdzając odpowiedzialność.

Inaczej więc niż w pierwszym przypadku, nie mamy tutaj do czynienia z sytuacją zerojedynkową, w której albo dostaniemy karę w pełnym wymiarze albo nie dostaniemy jej wcale, lecz z obowiązkiem miarkowania kary w zależności od tego jak ocenione zostanie zachowanie sprawcy. Wracając do naszego przykładu z początku tego tekstu można domniemywać, że niewielka ilość i jednokrotny charakter przywozu będą okolicznościami, które znacząco zmniejszą wymiar kary ewentualnie oskarżonego.

Należy przy tym zwrócić uwagę, że organ ścigania dowiaduje się zwykle o podejrzeniu popełnienia opisywanego czynu od samego URE, które już dokona pewnej subsumpcji i może przestawić sprawę w określonym świetle. Jeżeli więc wiemy, że organ powiadomił prokuraturę to dobrym rozwiązaniem będzie zidentyfikowanie sygnatury i szybkie przedstawienie swojego stanowiska w sprawie. Nie warto również liczyć na to, że URE zawiadomienia nie złoży, standardem jest bowiem, że organ ten przesunie ocenę zachowania przedsiębiorcy na podmiot powołany do ścigania przestępstw nie chcąc brać za to odpowiedzialności.

Reasumując, nawet drobne uchybienia w zakresie przepisów paliwowych mogą doprowadzić do bardzo poważnych konsekwencji, w tym również odpowiedzialności karnej. Oznacza to, że przedsiębiorcy powinni trzymać rękę na legislacyjnym pulsie zawsze w sytuacji, gdy mają do czynienia z kwestiami paliwowymi. Lepiej bowiem zapłacić te kilka tysięcy ekspertowi niż kilka milionów Skarbowi Państwa.





03

Skarb Państwa w podwójnej roli – sprzedaż akcji Energi jako pomoc publiczna



dr Magdalena Porzeżyńska
radca prawny



W dniu 30 kwietnia 2020 roku PKN Orlen S.A. poinformował o nabyciu 80% akcji Energi S.A., które stanowią ok. 85% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu tej spółki. Cena nabytych akcji wyniosła ok. 2,77 mld zł i była to największa tego typu transakcja na polskim rynku paliwowo-energetycznym. Choć Komisja Europejska wyraziła zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez PKN Orlen kontroli nad Energią, to okoliczność ta nie wyłącza potencjalnego ryzyka w postaci przyznania niedozwolonej pomocy publicznej. W szczególności, jeżeli weźmie się pod uwagę, że finalna cena została ustalona na poziomie 8,35 zł za akcję, co znacząco odbiega od cen w poprzednich latach, które kształtowały się na poziomie powyżej 20 zł. Warto prześledzić, jakie czynniki mogły wpłynąć na tak istotny spadek wartości akcji, i w jakim stopniu wiąże się to z ryzykiem stwierdzenia niedozwolonej pomocy publicznej.



Przyczyny spadku wartości akcji

To, że cena akcji ukształtowana została poniżej tzw. wartości godziwej (tj. takiej, która odzwierciedla średnią wartość walorów Energi, którą spółka osiągała w ostatnich sześciu miesiącach na giełdzie), można wyczytać choćby z danych bilansowych tego podmiotu. Gdy dodatkowo weźmie się pod uwagę źródła wartości akcji na rynku regulowanym, na którą wpływ miały konkretne zdarzenia polityczne, a także decyzje inwestycyjne uwarunkowane politycznie, pojawia się jeszcze więcej wątpliwości w zakresie godziwości ceny.

Na obniżenie wartości akcji Energi z pewnością wpływ miały bowiem podjęte decyzje inwestycyjne, w szczególności zaangażowanie kapitałowe w Polską Grupę Górniczą (PGG) począwszy od 2016 roku oraz podjęta w 2019 roku decyzja o sfinansowaniu budowy elektrowni Ostrołęka C. Wyrazem zaangażowania inwestycyjnego w PGG było także podpisanie umowy wieloletniej na dostawę węgla i zawarcie umowy w sprawie dokapitalizowania PGG. Inwestycja ta wygenerowała znaczące straty i spowodowała, że Energa w 2016 roku miała jedynie 147 milionów skonsolidowanego zysku netto w porównaniu do 840 milionów zysku rok wcześniej, na co akcje Spółki zareagowały 2,7% spadkiem notowań. Na spadek kursu akcji Spółki niewątpliwie istotny wpływ miało również zawarte w kwietniu 2019 roku porozumienie między Energa a Eneą, na podstawie którego Energa zobowiązała się sfinansować budowę elektrowni Ostrołęka C w roku 2019 i kolejnych w kwoce nie mniejszej niż 819 mln złotych.

Sprzedaż akcji jako pomoc publiczna?

Można się zastanawiać, czy powyższe decyzje, poza tym, że nie przyniosły żadnych korzyści spółce, nie były celowym działaniem, w wyniku którego wykup akcji spółki może się dokonać po dużo niższej cenie, niż cena prawidłowo zarządzanej spółki. To zaś może nieść jeszcze jedno niezwykle istotne ryzyko – ryzyko w postaci stwierdzenia niedozwolonej pomocy publicznej.

Prawo unijne przewiduje generalny zakaz przyznawania pomocy publicznej rozumianej jako wszelka pomoc przyznawana przez państwo lub przy użyciu zasobów państwowych, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom, w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

Powstaje zatem pytanie, czy w niniejszej sprawie można mówić o jakiegokolwiek pomocy publicznej, skoro mamy tutaj do czynienia z przedsiębiorstwami i państwem działającym jako akcjonariusz. Otóż okazuje się, że nie można tego wykluczyć – pomoc może pochodzić od państwa, nawet jeżeli dany podmiot nie działa wprost jako jego emanacja.



Państwo działa w różnych rolach – często jako osoba prawna występująca w stosunkach prywatnoprawnych, wykonująca swoje uprawnienia właścicielskie (np. jako nabywca udziałów czy akcji w spółkach), ale też często jako władza publiczna (imperium), realizując wynikające z niej prerogatywy. To, że w danym przypadku występuje jako akcjonariusz czy przedsiębiorstwo publiczne nie oznacza, że działania tego przedsiębiorstwa nie mogą być traktowane jako działania państwa w rozumieniu przepisów o pomocy publicznej.

W orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej przyjmuje się, że pojęcie państwa należy interpretować w sposób niezwykle szeroki i funkcjonalny. Trybunał przyjmuje, że w kategorii emanacji państwa mieści się podmiot, któremu (niezależnie od jego formy prawnej) na podstawie aktu władzy publicznej pod jej kontrolą powierzono wykonywanie usług użyteczności publicznej i który w tym celu dysponuje uprawnieniami wykraczającymi poza normy obowiązujące w stosunkach między jednostkami. Komisja Europejska zwraca przy tym uwagę, że transfery w obrębie publicznej grupy kapitałowej również mogą stanowić pomoc państwa, na przykład, jeżeli zasoby są przekazywane ze spółki dominującej do jej spółki zależnej (nawet jeśli z ekonomicznego punktu widzenia są one jednym przedsiębiorstwem).

Z tego powodu Skarb Państwa działając jako akcjonariusz Energi, mógłby zostać potraktowany jako państwo, zgodnie z powyższym funkcjonalnym podejściem.

Konsekwencje niedozwolonej pomocy publicznej

To zaś oznacza, że nabycie akcji Energi może potencjalnie narażać PKN Orlen na obowiązek zwrotu pomocy z odsetkami. Bez znaczenia pozostaje przy tym fakt, że Komisja Europejska wyraziła zgodę na przejęcie Energi – postępowanie to podlega odmiennemu reżimowi prawnemu i pozostaje niezależne od postępowania w zakresie kontroli pomocy publicznej. Wobec tego nie można wykluczyć, że przejęcie przez PKN Orlen kontroli nad Energią wiązało się z przyznaniem pomocy publicznej. Postępowanie kontrolne w tym zakresie może być wszczęte przez Komisję Europejską wskutek skargi, którą wnieść może zainteresowana strona. W przypadku uznania przez Komisję Europejską, że wskutek nabycia pakietu akcji doszło do przyznania pomocy publicznej, po stronie PKN Orlen powstałaby konieczność uregulowania różnicy, która mogłaby sięgać nawet wielokrotności zapłaconej kwoty. Co więcej, Komisja Europejska może także w ramach postępowania w przedmiocie pomocy wydać zarządzenie tymczasowe o wstrzymaniu danego środka, co mogłoby istotnie pokrzyżować dalsze plany rozwojowe PKN Orlen. Warto pamiętać, że w ostatnim czasie Komisja coraz częściej wykorzystuje wspomniany mechanizm.



04

Wiatrowy pre-pack



Krzysztof Olechno
radca prawny



Warunki gospodarcze zmieniają się w dzisiejszych czasach bardzo dynamicznie. Stwierdzenie to dotyczy w szczególności farm wiatrowych i częstych zmian środowiska prawnego, jakie ustawodawca „funduje” przedsiębiorcom z tej branży. Co zrobić w sytuacji, kiedy przedsiębiorcy prowadzącemu farmę wiatrową grozi niewypłacalność? Z pewnością, im szybciej zostaną podjęte działania zaradcze, tym lepiej operator będzie mógł poradzić sobie z powstałym kryzysem. W praktyce, często raczkujące dopiero widmo niewypłacalności, przy dynamicznych zmianach środowiska rynkowego, szybko przekształca się w „twardą” niewypłacalność.

Problematyka niewypłacalności i adekwatnej reakcji na nią jest szczególnie istotna z punktu widzenia członków zarządów spółek prowadzących farmy wiatrowe. Należy bowiem pamiętać, że złożenie w odpowiednim terminie wniosku o ogłoszenie upadłości albo też otwarcie postępowania restrukturyzacyjnego, uwalnia od odpowiedzialności za długi spółki, zobowiązania podatkowe, jak też chroni menedżerów przed odpowiedzialnością karną.



Sama restrukturyzacja nie wystarczy

W tym miejscu trzeba zaznaczyć, że otwarcie postępowania restrukturyzacyjnego często może nie stanowić adekwatnej formy reakcji, biorąc pod uwagę specyfikę biznesu, jakim jest farma wiatrowa. W tej branży trudno bowiem o znaczną redukcję kosztów. Z uwagi na fakt, że większość inwestorów realizuje tego typu inwestycje w formule SPV, a więc spółki dedykowanej do konkretnego przedsięwzięcia gospodarczego, ciężko jest znaleźć nierentowne projekty, czy też zbędne usługi, z których można byłoby zrezygnować. Jednocześnie trudno oszczędzać na takich usługach, jak serwis i konserwacja urządzeń. Otwarcie postępowania restrukturyzacyjnego i przysłowiowe „zaciśnięcie pasa” może się zatem okazać niewystarczające.

Wyjściem z trudnej sytuacji operatora instalacji wiatrowej może niejednokrotnie okazać się skorzystanie z instytucji przygotowanej likwidacji (tzw. pre-pack), dopuszczalnej w postępowaniu upadłościowym.

Skorzystanie z pre-packa polega na przedłożeniu we wniosku o ogłoszenie upadłości propozycji nabycia przedsiębiorstwa, wraz ze wskazaniem przynajmniej nabywcy i ceny przejęcia. Dobrą praktyką jest dołączenie do wniosku projektu umowy, która zostanie zawarta pomiędzy nabywcą a syndykiem masy upadłości.

W takiej sytuacji sąd upadłościowy, już w postanowieniu o ogłoszeniu upadłości, będzie mógł orzec o zatwierdzeniu warunków sprzedaży określonych w umowie. Syndykowi pozostanie zatem zawrzeć umowę na warunkach wskazanych we wniosku. Co więcej, syndyk ma obowiązek zawrzeć taką umowę w terminie 30 dni od dnia stwierdzenia prawomocności postanowienia (chyba, że co innego przewidziano w samej umowie). Cała procedura może zatem zostać przeprowadzona szybko i bez zbędnych komplikacji.

Skutki pre-packu dla nabywcy

Co do zasady nabywca przedsiębiorstwa nabywa je w stanie wolnym od obciążeń i nie odpowiada za zobowiązania upadłego. Generalną zasadą jest także wygaśnięcie wszelkich obciążeń na składnikach przed-



siębiorstwa. Nabywca nie odpowiada także za zobowiązania podatkowe upadłego, także te powstałe po ogłoszeniu upadłości.

Jedną z najistotniejszych korzyści jest także fakt, iż na nabywcę przedsiębiorstwa przechodzą wszelkie koncesje, zezwolenia, licencje i ulgi, które zostały udzielone upadłemu, jeżeli odrębne ustawy nie stanowią inaczej.

W praktyce można się jednak spotkać ze stanowiskiem organów, które nie uznają przejścia koncesji i zezwoleń, pomimo niebudzących wątpliwości przepisów Prawa upadłościowego oraz braku przepisów ustaw szczególnych, które odmiennie określałyby zasady sukcesji.

Postępowanie sprawdzające w farmach wiatrowych

W ocenie autora działanie takie jest pozbawione podstawy prawnej. Jednym z rozwiązań jakie można w takiej sytuacji zaproponować w miejsce wszczynania długotrwałych procedur odwoławczych, jest uzgodnienie z organami kwestii przejścia koncesji, zezwoleń i licencji na etapie sporządzania wniosku o ogłoszenie upadłości i konstruowania projektu umowy nabycia przedsiębiorstwa. W szczególności dotyczy to koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydawanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Standardem jest w takich sytuacjach prowadzenie przez Prezesa URE „postępowania sprawdzającego” w stosunku do nabywcy farmy wiatrowej, co sprowadza się de facto do przeprowadzenia całego postępowania koncesyjnego od początku.

W istocie rzeczy całość uzgodnień, co do przejścia przedsiębiorstwa odbywać się powinna na etapie przedłożenia wniosku do sądu. To tutaj operator instalacji prowadzi negocjacje z nabywcą (pod pewnymi warunkami może to być podmiot powiązany), a nabywca winien zbadać stan przedsiębiorstwa i uzgodnić.

Więcej o procesie ustalenia ceny

W przypadku prawidłowego przygotowania całego procesu, ostatnim elementem zostaje ustalenie ceny przejmowanego przedsiębiorstwa. Do wniosku należy przedłożyć oszacowanie sporządzone przez biegłego sądowego. Warto przy tym zauważyć, iż sąd zobowiązany jest uwzględnić wniosek, jeżeli proponowana cena jest wyższa niż kwota możliwa do uzyskania w postępowaniu upadłościowym, pomniejszona o koszty postępowania upadłościowego oraz inne zobowiązania masy upadłości.

Sprzedaż farmy wiatrowej w inny sposób, niż jako zorganizowane i funkcjonujące przedsiębiorstwo (np. demontaż instalacji), przyniesie zdecydowanie mniejsze przychody, a na pewno wygeneruje znaczne koszty w masie upadłości. W takich warunkach proponowana cena nabycia może być niższa niż cena wynikająca z oszacowania sporządzonego przez biegłego sądowego. Wyjątek zachodzi w sytuacji, gdy sprzedaż następuje na rzecz podmiotu powiązanego z upadłym. Wówczas cena nabycia nie może być niższa, niż cena oszacowania, ustalona przez biegłego, powołanego przez sąd.



Należy także pamiętać, iż wierzyciel może złożyć wniosek o ogłoszenie upadłości dłużnika, składając jednocześnie wniosek „pre-packowy”. Nic nie stoi na przeszkodzie, by taki wierzyciel wskazał siebie jako nabywcę przedsiębiorstwa dłużnika. Jest to więc formułą swoistego wrogiego przejęcia w ramach procedury upadłościowej.

Reasumując, złożony w odpowiednim momencie wniosek upadłościowy, uwzględniający wniosek o tzw. „pre-pack” może ochronić członków zarządu przed odpowiedzialnością za długi spółki, a nabywcy umożliwić przejęcie farmy wiatrowej w korzystnej cenie, bez obciążeń oraz z kluczowymi licencjami i zezwoleniami. Kluczem wydaje się być synchronizacja działań na polu prawa upadłościowego, jak też w zakresie regulacji energetycznych i budowlanych. Przy odpowiednio skonstruowanej umowie, sądowi pozostanie zatwierdzić jej projekt, a syndykowi złożyć pod nią podpis.





05

System białych certyfikatów w Polsce – zatrważający czas oczekiwania i zatrważające kary



Magdalena Michalik
prawnik



Białe certyfikaty, czyli świadectwa efektywności energetycznej są wydawane i przyznawane przedsiębiorcom za uzyskane efekty energetyczne (oszczędności energetyczne) w wyniku realizacji przedsięwzięć modernizacyjnych. Ich celem miało być wsparcie planowanych inwestycji dążących do zmniejszenia poboru energii w przedsiębiorstwach. Jak to jednak działa w praktyce? Czy system białych certyfikatów w Polsce spełnia swoją rolę oraz umożliwia rzeczywiste uzyskanie korzyści za realizację przedsięwzięć proefektywnościowych?

Już w raporcie Najwyższej Izby Kontroli z 2019 roku ujawniono istotne dysfunkcje systemu świadectw efektywności energetycznej, które polegały m.in. na bardzo dużych opóźnieniach w wydawaniu świadectw przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, ignorowaniu zasad postępowania administracyjnego w prowadzonych postępowaniach czy niedokonywaniu wyrywkowej weryfikacji audytów efektywności energetycznej. Jako przyczyny nieprawidłowości wskazywano braki kadrowe czy brak odpowiednich narzędzi informatycznych. Generalnie rzecz ujmując, powodem problemów było niedofinansowanie regulatora.



Ile wynosi czas oczekiwania na białe certyfikaty?

Firmy na rozpoznanie swoich wniosków o wydanie białych certyfikatów muszą czekać od kilku miesięcy do – nawet – kilku lat. W maju 2020 r. rzeczniczka URE poinformowała, że aktualnie w URE oczekuje ponad dwa tysiące wniosków o wartości 440 tys. toe (ton oleju ekwiwalentnego) złożonych przez firmy, które chcą otrzymać białe certyfikaty w zamian za zrealizowane projekty. Obecnie – zgodnie z wyjaśnieniami rzecznik URE – regulator rozpoznaje wnioski z 2018 roku. Dla przykładu – jeden z Klientów Kancelarii czeka na wydanie świadectw efektywności energetycznej od 2017 r. Nie trzeba dodawać, że ponaglanie czy też groźby zaskarżenia przewlekłości do sądu administracyjnego nie dają w tej sytuacji spodziewanych efektów.

Co więcej, urzędnicy URE chcąc kupić sobie nieco więcej czasu na projekty nieproblematyczne, w niemal każdej sytuacji wymagającej więcej wysiłku, w całości przerzucają konieczność wyjaśnienia i uzupełnienia na wnioskujących. Oznacza to, że kierują do tych podmiotów wezwania do uzupełniania braków w dokumentach, które nie są wymagane prawem. Prowadzi to często do kuriozalnych sytuacji, w których wnioskodawca, czekający już niezwykle długo na rozpoznanie swojego wniosku i liczący na to, że odpowiedź na bezprawne wezwanie przyspieszy postępowanie, przesyła coraz to nowe dokumenty, w rzeczywistości uzyskując efekt odwrotny do zamierzonego.

Należy też pamiętać o bardzo niewielkiej świadomości prawnej w zakresie ustawy o efektywności energetycznej, która dodatkowo potęguje chaos związany z wydawaniem białych certyfikatów.

Warto przy tym przypomnieć, że w ustawie o efektywności energetycznej wyraźnie wskazano, że Prezes URE na dopełnienie tych formalności ma 45 dni. Jak wynika z raportu NIK: jedynie 39 świadectw (na 595) w 2019 r. zostało wydanych w terminie. Przeciętny okres rozpatrywania wniosku wyniósł 240 dni i był ponad pięć razy dłuższy niż termin 45-dniowy przewidziany w przepisach. Jak wynika z doniesień rynkowych, wartość niewydanych certyfikatów urosła już do ok. 1 mld zł (!)

Co można byłoby zrobić lepiej?

Od wielu miesięcy trwa dyskusja nad nowelizacją ustawy o efektywności energetycznej. Ministerstwo Klimatu przeprowadziło nawet w ostatnim czasie nieformalne konsultacje, podczas których zaprezentowano pomysł powołania „audytora”, który będzie odpowiedzialny za weryfikację pod kątem technicznym audytów energetycznych. Audytor mógłby wyłapywać elementarne błędy ra-



chunkowe i metodologiczne czy odrzucać audyty, które nie zawierają informacji, w jaki sposób została oszacowana oszczędność energii.

W samym marcu 2020 r. transakcje sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej opiewały na ponad 20 mln zł (15 101 toe). Powyższe dane odzwierciedlają, jak duże zasoby drzemią w systemie białych certyfikatów. Gdyby wdrożony mechanizm efektywności energetycznej działał skutecznie, realnie przyczyniłby się do transformacji energetycznej kraju oraz obniżania kosztów energii w firmach i samorządach.

Sankcje karne w ustawie o efektywności energetycznej

Osobnym w zasadzie tematem jest wprowadzony do ustawy system sankcji. Kary pieniężne przewidziane w ustawie o efektywności energetycznej należą do kategorii sankcji administracyjnych materialnoprawnych. Wykazują one cechy charakterystyczne dla administracyjnych kar pieniężnych wyodrębniane w orzecznictwie i literaturze przedmiotu, ponieważ są one: (i) nakładane przez organ administracji, (ii) w formie indywidualnego aktu administracyjnego, (iii) w trybie i na zasadach prawa administracyjnego za naruszenie obowiązków wynikających z przepisów ustawowych. Ażeby organ (tj. Prezes URE) mógł taką karę na podmiot nałożyć musi zweryfikować wystąpienie przesłanek o charakterze obiektywnym. Kary te mają również charakter samoistny i jednocześnie pełnią funkcje przypisane karom administracyjnym.

Wydaje się, że jedną z bardziej dotkliwych sankcji jest możliwość 5-letniego wykluczenia z możliwości złożenia kolejnego wniosku o wydanie białych certyfikatów wobec podmiotów, których audyty efektywności energetycznej zostały zweryfikowane negatywnie lub też negatywnie zweryfikowano zgodność oszczędności energii finalnej rzeczywiście osiągniętej z oszczędnością energii finalnej zadeklarowaną we wniosku o wydanie świadectwa efektywności energetycznej. Prezes URE może też nałożyć karę pieniężną, w przypadku m.in.: udzielenia Prezesowi URE nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd informacji przy dokonywaniu zawiadomienia o zakończeniu przedsięwzięć służących efektywności energetycznej, a także niewypełnienia obowiązku przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej.

Należy zwrócić uwagę, że maksymalna wysokość kar w wyżej przedstawionych przypadkach została ustanowiona na jednakowo wysokim poziomie, gdyż ustawodawca przewiduje, iż może ona wynieść aż do 10% przychodu ukaranego podmiotu. Ustawodawca pozostawia zatem Prezesowi URE luz decyzyjny co do ustalenia wysokości kary pieniężnej nakładanej w konkretnym wypadku.

Te dwie kwestie są ze sobą potencjalnie niezwiązane, ale przy uważniejszym podejściu do tematu możemy zauważyć, że brakuje chociażby rozwiązania umożliwiającego otrzymanie białego certyfikatu, w sytuacji, w której podmiot częściowo zrealizował założone przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej.



Podsumowując, czas oczekiwania na wydanie białych certyfikatów jest zdecydowanie za długi, a ustawodawca powinien podjąć realne działania na rzecz skrócenia okresu oczekiwania dla przedsiębiorców, szczególnie, że ich brak wiąże się dla nich z wymiernymi stratami finansowymi. Na przedsiębiorstwa, które chciałyby skorzystać z mechanizmu białych certyfikatów, czekają wysokie kary, chociaż to system jest niewydolny. Dopóki Urząd Regulacji Energetyki nie zostanie wyposażony w odpowiednie zasoby kadrowe, a ustawodawca nie wprowadzi koniecznych zmian w ustawie o efektywności energetycznej, sytuacja na pewno nie ulegnie poprawie.



06

Iluzoryczny system wsparcia dla prosumentów biznesowych



Małgorzata Woźniak
aplikantka adwokacka



Przedsiębiorca posiadający zamontowaną mikroinstalację i chcący skorzystać z atrakcyjnego rozliczenia energii przysługującego prosumentom, może stanąć przed dylematem: czy rozwiązać dotychczasową umowę sprzedaży energii elektrycznej z prywatnym sprzedawcą, który odmawia zmiany „starej” formy rozliczeń na system prosumencki, czy czekać do końca obowiązywania zawartej już umowy, co jednocześnie pozbawia go w tym okresie korzyści płynących ze statusu prosumenta i systemu tzw. opustów. Z jednej strony przedsiębiorca decydujący się na zerwanie dotychczasowej umowy naraża się na zapłatę kar umownych. Z drugiej, zyskuje możliwość skorzystania z atrakcyjniejszych z jego perspektywy umowy kompleksowej ze sprzedawcą zobowiązanym. Korzystny w założeniu model prosumencki pozbawiony jest bowiem rzeczywistych zachęt dla niezależnych sprzedawców, którym nie opłaca się zmieniać zawartych już umów sprzedaży energii na umowy kompleksowe.



Uchwalona w lipcu 2019 r. nowelizacja ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii rozszerzyła definicję prosumenta – dotychczas ograniczoną do osób fizycznych nieprowadzących działalności gospodarczej – o przedsiębiorców. Według znowelizowanej definicji, prosumentem energii odnawialnej jest odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną na własne potrzeby wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji (do 50 kW), pod warunkiem, że wytwarzanie energii nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności prosumenta – przedsiębiorcy.

Między młotem a kowadłem

Aby rozliczać się na zasadach prosumenckich konieczne jest zawarcie umowy kompleksowej na sprzedaż i dystrybucję energii z tzw. sprzedawcą zobowiązanym albo innym wybranym sprzedawcą. Taka umowa dotyczy zarówno sprzedaży energii do odbiorcy (prosumenta), jak również „odkupu” energii z mikroinstalacji. Ustawa przewiduje rozliczenie wprowadzonej przez prosumenta energii do sieci wobec energii pobranej z tej sieci w stosunku 1 do 0,7 lub 0,8 (w zależności od wielkości instalacji). Za każdą wprowadzoną do sieci jednostkę energii prosument pobierze więc odpowiednio 70% lub 80%, pozostałą nadwyżkę oddając za darmo do sieci. Od energii rozliczanej w ramach opustu prosument nie uiszcza jednakże opłat dystrybucyjnych. Przed nowelizacją z lipca 2019 r., jedynymi podmiotami, które mogły zawrzeć z odbiorcą umowę kompleksową, były co do zasady spółki obrotu z dużych państwowych grup kapitałowych (mających status „sprzedawcy zobowiązanego”).

Po wejściu w życie nowelizacji taką możliwość dano także „prywatnym” sprzedawcom, pod warunkiem zawarcia stosownej umowy z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego (tzw. Generalna Umowa Dystrybucyjna dla Usługi Kompleksowej).

Nie do końca "wolny" wybór

W praktyce jednak – mimo wejścia w życie co do zasady korzystnych przepisów – przedsiębiorcy posiadający mikroinstalację zostali postawieni między młotem a kowadłem. Pokazuje to dobitnie przypadek jednego z Klientów Kancelarii, który od kilku lat jest właścicielem mikroinstalacji fotowoltaicznej. Dotychczas rozliczał się on na podstawie umowy z jedną z prywatnych spółek obrotu, sprzedając wytworzoną energię po tzw. cenie URE, czyli średniej cenie energii ogłaszanej co kwartał przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Ze względu na wejście w życie nowych przepisów w zakresie prosumenta biznesowego, Klient poprosił swojego sprzedawcę o zmianę formy rozliczeń na korzystniejszą dla Klienta formę prosumencką. Sprzedawca odmówił, argumentując, iż na mocy nowelizacji ma on jedynie uprawnienie – nie zaś obowiązek – do zawarcia z Klientem umowy kompleksowej. Taki obowiązek ma bowiem tylko sprzedawca zobowiązany, czyli co do zasady jeden ze sprzedawców państwowych. Klient udał się zatem do jednej z państwowych spółek obrotu, która zaoferowała mu możliwość rozliczenia prosumenckiego. Problem w tym, że umowa sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą prywatnym została zawarta na czas określony i jej przedterminowe rozwiązanie wiązało się z karami umownymi.



Przedsiębiorca miał więc wybór – albo rozwiąże dotychczasową umowę i zapłaci karę umowną, ale zacznie korzystać z korzystniejszych zasad u sprzedawcy zobowiązanego, albo poczeka do końca obowiązywania umowy z dotychczasowym sprzedawcą, unikając kar, ale też rezygnując z korzystniejszego rozliczenia. W praktyce, umowy kompleksowe dla sprzedawców spoza kręgu wyznaczanych przez Prezesa URE tzw. sprzedawców zobowiązanych nie są wystarczająco zachęcające, aby zmieniać dotychczasowe warunki rozliczania, zaś operatorzy systemu dystrybucyjnego nie chcą dopuszczać dwóch podmiotów do bilansowania handlowego na jednym punkcie poboru energii.



Z samego więc faktu poszerzenia definicji prosumenta, przy braku zmiany zasad sprzedaży energii na bardziej korzystną, trudno jest uznać, iż wprowadzony system rzeczywiście stanowi jakąkolwiek pomoc dla przedsiębiorców - prosumentów. Nowelizacja miała wspierać przedsiębiorców, którzy chcieli produkować własną energię elektryczną – zabrakło jednak pochylenia się ustawodawcy nad odpowiedzią na pytanie, czy wprowadzenie nowych regulacji wobec praktyki rynkowej okaże się dla sprzedawców wystarczająco opłacalne? Wsparcie prosumentów biznesowych posiadających mikroinstalację wydaje się więc na ten moment wyłącznie iluzoryczne – brak jest bowiem adekwatnych zachęt ekonomicznych dla niezależnych sprzedawców spoza kręgu największych spółek obrotu, lub wprowadzenia wyraźnego ustawowego obowiązku zawierania umów kompleksowych także przez prywatnych sprzedawców, co pozwoliłoby rozwiązać aktualne dylematy stojące przed prosumentami rozważającymi skorzystanie z takiej możliwości.



07

Corporate PPA na linii bezpośredniej



Karolina Wcisło-Karczewska
starszy prawnik



Rosnące ceny energii elektrycznej oraz „presja” na niwelowanie śladu węglowego skłania duże przedsiębiorstwa do poszukiwania możliwości zapewnienia sobie stabilnych dostaw zielonej energii. W ostatnim czasie zauważalne jest pojawienie się nowego trendu na rynku – chęci nawiązywania długoterminowej, bezpośredniej relacji umownej pomiędzy odbiorcą końcowym a wytwórcą energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w ramach tzw. corporate Power Purchase Agreement (cPPA). Odbiorca zyskuje tu dostawy energii po względnie stałej i przewidywalnej cenie przez stosunkowo długi okres czasu (standardem są umowy cPPA zawierane na 15-25 lat), zaś wytwórca ma gwarancję „zbytu” energii oraz stałych przychodów.

Dobry PR-owiec od razu zauważy też, że zakup zielonej energii służy budowaniu pozytywnego wizerunku marki w opinii publicznej. Nie bez powodu powstało przecież stowarzyszenie RE-100 zrzeszające firmy, które mogą wykazać się 100% zużyciem energii z OZE (członkami stowarzyszenia są przykładowo Facebook, Google, IKEA, SONY).



O ile na zachodzie i północy Europy zawieranie umów typu cPPA jest już stosunkowo częste, tak w Polsce należy jeszcze do rzadkości, a każdy pojedynczy przypadek jest szeroko komentowany w branży. Na przeszkodzie stoją regulacje prawne, które obecnie pozwalają w zasadzie jedynie na zawarcie cPPA w wersji „wirtualnej” – opartej de facto na rozliczeniu finansowym dokonywanym przez spółkę obrotu, gdzie wytwarzana w źródle OZE energia trafia do krajowej sieci energetycznej.

Natomiast znacznie utrudnione jest w Polsce zawarcie cPPA w modelu bezpośrednim, a zatem w podstawowym i pierwotnym modelu jaki był zakładany dla takich kontraktów. Bo przecież o to w tym wszystkim chodzi – o bezpośrednią dostawę zielonej energii od wytwórcy do odbiorcy, z pominięciem krajowej sieci dystrybucyjnej, a tym samym – bez ponoszenia opłat dystrybucyjnych.

Mityczna „linia bezpośrednia”

Polskie prawo energetyczne definiuje „linię bezpośrednią” jako linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą. Idea linii bezpośredniej polega zatem na działaniu takiej dedykowanej linii poza siecią elektroenergetyczną, w tak zwanym „systemie wyspowym”, pomiędzy nieodległymi od siebie źródłami. Zgodnie z przepisami, budowa linii bezpośredniej wymaga jednakże uprzedniego uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, która musi zostać udzielona jeszcze przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę.

Wydając zgodę Prezes URE kieruje się określonymi przesłankami sprowadzającymi się głównie do zbadania czy istnieją możliwości przyłączenia wytwórcy i/lub odbiorcy, do istniejącej infrastruktury sieciowej. Tylko w sytuacji, w której Prezes URE stwierdzi brak takich możliwości, może on wydać zgodę na budowę linii bezpośredniej.

Konieczność uzyskania zgody Prezesa URE skutecznie odstrasza potencjalnych inwestorów, którzy byliby gotowi wybudować bezpośrednią linię dedykowaną do przesyłu zielonej energii oraz oprzeć na niej długoterminową umowę cPPA. Dość powiedzieć, że Prezes URE nie wydał dotychczas ani jednej takiej zgody. Ideą obowiązujących przepisów jest bowiem umożliwienie dostarczenia energii do odbiorcy, który nie ma możliwości skorzystania z dostarczania tej energii za pośrednictwem właściwej sieci elektroenergetycznej. Przepisy w zakresie linii bezpośredniej są zatem możliwe do zastosowania dopiero w sytuacji, gdy brak jest możliwości przyłączenia się do istniejącej infrastruktury. Nijak nie przystają one do potrzeb związanych z zawieraniem umów typu cPPA.

Przedsiębiorcy szukający alternatywy dla linii bezpośredniej, chcący ominąć przeszkody regulacyjne, a jednocześnie chcący zachować „bezpośredniość” połączenia, mają możliwość przyłączenia dedykowanej linii do systemu elektroenergetycznego właściwego dystrybutora. Wówczas jednak – zgodnie z przepisami Prawa energetycznego – wybudowana linia staje się tzw. małym operatorem systemu dystrybucyjnego z



wszelkimi tego konsekwencjami, począwszy od konieczności uzyskania koncesji na dystrybucję energii na tym odcinku, poprzez obowiązek uzgadniania taryf z URE, a skończywszy na szeregu obowiązków (choćby sprawozdawczych), które muszą realizować operatorzy systemu dystrybucyjnego.

Barier jest więcej, ale już niedługo

To niestety nie jedyna bariera dla rozwoju umów cPPA w modelu bezpośrednim. Problem tkwi także w przepisach dotyczących obowiązku umarzania certyfikatów (zielonych, niebieskich, białych). Przepisy prawa zobowiązują bowiem do umarzania certyfikatów (a najpierw ich nabycia) podmioty, które sprzedają energię do odbiorców końcowych. Takim podmiotem będzie niewątpliwie sprzedawca energii (spółka obrotu), ale będzie nim także wytwórca z OZE, który sprzedaje energię bezpośrednio do odbiorcy. Niefortunnie sformułowane przepisy powodują, że wytwórca z OZE, który przez sam fakt wytwarzania energii odnawialnej realizuje już cele związane z gospodarką niskoemisyjną, dodatkowo został jeszcze zobowiązany do zakupu, a następnie umorzenia certyfikatów – co niewątpliwie będzie mieć przełożenie na cenę oferowaną odbiorcy.

Co więcej – sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu podlega także akcyzie. Brak w obecnym prawie jakichkolwiek zwolnień, z których mógłby skorzystać wytwórca z OZE sprzedający energię bezpośrednio odbiorcy końcowemu.

Zatem także i akcyza stanie się dodatkowym narzutem do ceny oferowanej odbiorcy, czyniąc umowy cPPA oparte na linii bezpośredniej coraz mniej atrakcyjnymi.

Przepisy polskiego prawa w zasadzie w żadnym aspekcie nie sprzyjają zatem zawieraniu kontraktów typu cPPA w modelu bezpośrednim. To jednak niebawem powinno ulec zmianie. Do dnia 30 czerwca 2021 r. polski ustawodawca ma bowiem obowiązek dokonania implementacji unijnej dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (zwanej RED II). Przepisy RED II wprost nakładają na Państwa Członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju umów polegających na bezpośredniej dostawie energii od wytwórcy do odbiorcy, nie tylko w zakresie usunięcia barier regulacyjnych, ale także odpowiednich zachęt inwestycyjnych, tak, aby budowa takiej linii była opłacalna.

Niezależnie od terminu wdrożenia unijnej dyrektywy, polski ustawodawca nie powinien przespać dziejącego się właśnie „boomu” na umowy typu cPPA. Bardzo wielu przedsiębiorców – zwłaszcza tych energochłonnych – jest zainteresowanych bezpośrednią długoterminową dostawą energii ze źródła OZE znajdującego się w najbliższej okolicy (farma wiatrowa, farma fotowoltaiczna, biogazownia itp.), które zaspokoili by chociażby część zużycia energii w przedsiębiorstwie. Jednak już po szczegółowej analizie możliwości zawarcia umowy cPPA okazuje się, że barier jest więcej niż potencjalnych korzyści. Szkoda by zmarnować tak duży potencjał.



08

Energetyczny precedens sądowy



Jan Sakławski
wspólnik, radca prawny



W roku 2018, zanim jeszcze ceny energii stały się tematem nr 1, a rząd przygotował w ekspresowym tempie ustawę, która, mówiąc delikatnie, wywołała na rynku mieszane uczucia, sprzedawcy energii zaczęli reagować na zmieniającą się sytuację na rynku hurtowym poprzez podwyższanie cen energii na podstawie przeznaczonych ku temu postanowień umów sprzedaży. Działanie z perspektywy sprzedawców wydawałoby się konieczne, ale z perspektywy odbiorców oznaczające nierzadko przekroczenie cienkiej czerwonej linii niewypłacalności. Przed takim właśnie widmem stanął jeden z naszych Klientów.

O tym, że ceny energii będą rosnać wiedział każdy interesujący się rynkiem energii nieco częściej niż raz na dwa miesiące po otrzymaniu wyrównania za ostatni okres rozliczeniowy. Malejąca liczba przyznawanych darmowo uprawnień do emisji CO₂ musiała skutkować przerzuceniem powstałego w ten sposób kosztu z wytwórców na sprzedawców. Z kolei sprzedawcy, chcąc zachować rentowność prowadzonej działalność podjęli próby przerzucenia przedmiotowego problemu jeszcze dalej – na odbiorców końcowych.



O ile w przypadku większości odbiorców w gospodarstwach domowych różnica w cenie energii nie przekroczyłaby 20-40 zł miesięcznie, o tyle dla odbiorców potrzebujących nieco większych wolumenów energii, w szczególności zakładów przemysłowych, podwyżki wiązałyby się ze znaczącym wzrostem kosztów bieżącej działalności. W niektórych zaś przypadkach mogły wręcz pozbawić przedsiębiorstwa płynności finansowej.

Podwyżka "na życzenie"

Co oczywiste, sprzedawcy proponują odbiorcom, również tym biznesowym, korzystanie ze swoich opracowanych i sprawdzonych wzorów umów. Rzeczywista możliwość negocjacji takiej umowy jest oczywiście niewielka i sprzedawcy godzą się na nią jedynie w przypadku, gdy zakup ma dotyczyć większych wolumenów energii. Z tego powodu na rynku funkcjonuje bardzo wiele zapisów, które, gdyby zostały zweryfikowane przez sąd, prawdopodobnie nie przysłyby pomyślnie weryfikacji pod kątem zgodności z „naturą stosunku” bądź też „zasadami współżycia społecznego”. W szczególności dotyczy to postanowień umożliwiających sprzedawcom podnoszenie ceny energii jednostronnym oświadczeniem woli – czyli bez jakiegokolwiek aneksu do umowy. W opisywanym przeze mnie przykładzie sprzedawca zdecydował się w niewielkim zakresie negocjować treść takiej klauzuli waloryzacyjnej, przez co stała się ona w znacznym stopniu niekompatybilna z innymi elementami umowy. Koniec końców zadziałało to na korzyść naszego Klienta, ale o tym za moment.

Spór zaczął się od niewinnego poinformowania odbiorcy, że wobec cyt.: „antycypowania przez rynek zmian w prawie” (sic!) sprzedawca korzysta z umownego prawa podwyższenia ceny energii i niniejszym komunikuje to swojemu kontrahentowi. Cena uległa podwyższeniu o blisko 80%. Informacja nie zawierała jakichkolwiek obliczeń czy przesłanek podwyższenia, a jedynie enigmatyczne wyjaśnienia odwołujące się do bieżącej sytuacji rynkowej.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę, że odbiorcy biznesowi zawierają zwykle umowy odmienne od tych zawieranych przez odbiorców w gospodarstwach domowych. Takie kontrakty nie odwołują się zwykle do „promocyjnych” cenników czy ofert dodatkowych, takich jak usługi specjalisty. Zawierają za to płaską stawkę, wymienioną wprost w umowie, która jest, jak to określają niektórzy sprzedawcy, gwarantowana, w dużym stopniu niezależnie od faktycznego zużycia. Tym samym zmiana ceny w takim przypadku nie jest zmianą jakiegoś załącznika czy dokumentu, do którego umowa się odwołuje, a który ze swej istoty ma charakter dynamiczny, ale do samego tekstu umowy i jednoznacznie wpisanego do tej umowy postanowienia.



Operacyjność zakładu pod znakiem zapytania

Z tego powodu otrzymana informacja wywołała najpierw konsternację, a następnie panikę u Klienta, którego zakład zużywał co miesiąc energię o wartości kilkuset tysięcy złotych. Podwyższenie ceny powodowało niemal dwukrotny wzrost tych kosztów i stawiał operacyjność zakładu pod znakiem zapytania. Sprzedawca nie omieszkiał przy tym poinformować odbiorcy, że zwłoka w płatności spowoduje skorzystanie z mechanizmu wstrzymania dostaw energii. Nie trzeba dodawać, że dla zakładu naszego klienta oznaczałoby to w zasadzie konieczność ogłoszenia upadłości.

W takich warunkach zwrócono się do nas o pomoc i odwrócenie, wydawałoby się, dramatycznej sytuacji w jakiej znalazł się zakład. Nie było go stać na wyższe ceny i nie chciał ich płacić, ale pójście na zwarcie ze sprzedawcą a co za tym idzie wstrzymanie funkcjonowania stanowiło rozwiązanie jeszcze gorsze. Kluczem do uratowania klienta było więc pozbawienie sprzedawcy możliwości wstrzymania dostaw energii. Z tą myślą sporządziliśmy wniosek o udzielenie zabezpieczenia, który zablokowałby podwyżkę na czas trwania procesu i uniemożliwił sprzedawcy szantażowanie odbiorcy wstrzymaniem dostaw. Sąd przychylił się do naszego wniosku i udzielił zabezpieczenia roszczenia. W ślad za zabezpieczeniem złożyliśmy stosowny pozew.

Tylko winny się tłumaczy?

Co ciekawe później sprawa zakończyła się na pierwszym posiedzeniu. W odpowiedzi na nasz pozew sprzedawca po prostu wskazał na zawirowania rynkowe i rosnące hurtowe ceny energii, ale nie wskazał dokładnego związku pomiędzy tymi wydarzeniami a konkretną kwotą o jaką podwyższył cenę energii. Nie był w stanie wykazać jakie w zasadzie czynniki kształtują cenę oferowaną klientowi biznesowemu. W tej sytuacji sąd nie miał wyjścia i musiał przychylić się do naszej argumentacji, w której jednoznacznie dowodziliśmy, że o ile nie ma żadnych przeciwwskazań przed określeniem ceny w sposób kosztorysowy, czyli bazujący na konkretnych czynnikach (a nie kwotowy), to czynniki takie muszą być jasne i określone w umowie. Nie można za dopuszczalne uznać dawanie jednej ze stron stosunku prawnego uprawnienia do dowolnego kształtowania ceny po jakiej druga strona kupuje od niej towar.

Sąd orzekł więc całkowicie przychylając się do naszego stanowiska i ustalił bezskuteczność podwyższenia ceny energii elektrycznej. Klient mógł w tej sytuacji w spokoju kontynuować swoją działalność.



09

Utopia rozwoju elektromobilności w Polsce



Magdalena Michalik
prawnik



Unia Europejska w ramach swojej polityki środowiskowej dąży do zwiększenia efektywności energetycznej zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w przemyśle i energetyce oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii. Tym samym, Unia Europejska motywując państwa członkowskie do działania, dyrektywą 2014/94/UE zobowiązała je do wdrożenia adekwatnych mechanizmów prawnych zmierzających do zapewnienia odpowiedniej, niezbędnej ilości publicznie dostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych, stacji tankowania wodoru czy gazu ziemnego, przynajmniej w sieci bazowej TEN-T oraz w obszarach gęsto zaludnionych.

W następstwie tych działań Rada Ministrów w dniu 29 marca 2017 roku wydała dokument pn.: „Krajowe Ramy Polityki Rozwoju Infrastruktury Paliw alternatywnych”, zgodnie z którym do 2025 roku na polskich drogach ma jeździć milion pojazdów napędzanych energią elektryczną zasilanych z ponad 6 tys. ogólnodostępnych stacji ładowania oraz 54 tys. pojazdów napędzanych gazem CNG i 3 tys. pojazdów napędzanych gazem LNG.



Następnie w dniu 22 lutego 2018 r. weszła w życie ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych zaprojektowana na kanwie postulatów z Krajowych Ram.

Dane, opracowane przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych i Polski Związek Przemysłu Motorowego, na 2020 rok kształtują się w sposób następujący: po polskich drogach jeździ 5415 aut czysto elektrycznych oraz 3684 hybryd typu plug-in (ładowanych z gniazdką). Razem nieco ponad 9 tys. samochodów. Aktualnie, posiadamy 1049 stacji ładowania. Warto jednak zestawić te dane z planami na osiągnięcie miliona elektryków do końca 2025 roku. Biorąc pod uwagę powyższe zestawienia, wydaje się, że cel – przynajmniej na ten moment – jest nie do zrealizowania. Problem został również dostrzeżony przez Ministerstwo Aktywów Państwowych – wraz z początkiem 2020 roku, resort obniżył swoje szacunki do 600 tysięcy aut do 2030 rok.

Dopłaty do elektrycznych samochodów

Jedną z przeszkód dla rozwoju elektromobilności w Polsce są ceny samochodów elektrycznych, które wielu potencjalnych nabywców skutecznie odstrasza. Z tego też powodu rząd głośno zapowiadał dopłaty realizowane z Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. Dopłaty, których termin realizacji wielokrotnie był przesuwany, dodatkowo - bez konsultacji z zainteresowanymi podmiotami - zostały jeszcze obniżone o połowę (do 18.75 tys PLN). Warto bowiem pamiętać, że pierwszy nabór wniosków na

dofinansowanie do aut elektrycznych miał odbyć się w grudniu 2019 r. Po zmianach i opóźnieniach finalnie dopłaty wystartowały dopiero w czerwcu 2020 roku, a założony na ten cel budżet umożliwi na wsparcie zakupu jedynie 2 tysięcy aut. W rezultacie, nie tylko dopłaty pojawiły się ze sporym opóźnieniem, to jeszcze alokacje środków na wsparcie elektromobilności są zdecydowanie niewystarczające. Tytułem przykładu, warto wspomnieć o sytuacji, do której doszło na Słowacji – gdzie z uwagi na niski budżet zarezerwowany na dopłaty – wyczerpały się one po 4 minutach od uruchomienia programów (!).

Fundusz Niskoemisyjnego Transportu

Dotychczas, jak już zostało wskazane powyżej, zakładano, że dopłaty do samochodów elektrycznych realizowane będą z Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. Jednakże, w lipcu 2020 r. Sejm, zmieniając ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, zlikwidował ww. fundusz, które obowiązki przejął Narodowy Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Od tej pory, to NFOŚiGW będzie odpowiedzialny za finansowanie rozwoju elektromobilności w Polsce. W uzasadnieniu do zmian w ustawie możemy przeczytać, że powyższe zmiany mają na celu przede wszystkim uproszczenie i odbiurokratyzowanie oraz przyspieszenie finansowania ze środków publicznych rozwoju transportu niskoemisyjnego. Zmieniona ustawa aktualnie znajduje się w Senacie, natomiast wydaje się, że sprawa jest już przesądzona i Fundusz Niskoemisyjnego Transportu zostanie zlikwidowany.



Warto pamiętać, że ustawa nie obniżyła czasu oczekiwania na warunki przyłączeniowe, na które czeka się nawet do 150 dni, a realizacja przyłącza w niektórych przypadkach trwa i do 18 miesięcy. Takie rozwiązania działają na rynku energetycznym, niestety nie opowiadają wymogom rynku elektromobilności. Co jeszcze blokuje rozwój elektromobilności w Polsce? Przede wszystkim brak taryf dystrybucyjnych dostosowanych do jej specyfiki. Jeżeli stacja ładowania nie jest dostatecznie często użytkowana, to staje się całkowicie nieopłacalna dla operatora, który w następstwie musi do biznesu dopłacać.

Wskazuje się, że rozwiązaniem tego problemu mogłoby być wprowadzenie e-taryf o charakterze progresywnym, w ramach których przy redukcji opłaty stałej podwyższeniu ulegałaby opłata zmienna. W takim układzie, gdy stacja jest używana rzadziej, operator zapłaci mniej, a gdy często – więcej.

Należy również postulować o poprawę sytuacji związanej z długim czasem oczekiwania na warunki przyłączeniowe – zmiana ustawodawstwa w tym przedmiocie, przyspieszyłaby proces rozwoju polskiej sieci stacji ładowania. To samo tyczy się taryf dystrybucyjnych dla elektromobilności – ich brak prowadzi do ograniczenia mocy swoich ładowarek.

Nie należy zapominać, że przy dekarbonizacji polskiej gospodarki znaczącą rolę chce odgrywać sektor gazowy. Ministerstwo Energii podjęło już ku temu pierwsze kroki, nowelizując ustawę o biopaliwach, która – po wydaniu stosownego rozporządzenia - umożliwi rozliczanie biowodoru wyprodukowanego przy użyciu biometanu jako paliwo z udziałem OZE. Wspomniana nowelizacja objęła też inne stosowane w transporcie paliwa, np. sprężony gaz ziemny. Udział OZE w sektorze transportowym musi ulec zwiększeniu, więc powyższe ruchy ze strony Ministerstwa są jak najbardziej zasadne. Warto pamiętać, że ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych stanowi ważny oraz dobry krok w kierunku rozwoju elektromobilności w Polsce, która jest niewątpliwie przyszłością sektora transportowego. Ze statystyk wynika, że Polacy coraz częściej szukają elektrycznych aut, a niektóre z nich swoją popularnością przebiły tradycyjne samochody. Brak dopłat lub też zbyt niski poziom ich finansowania zdecydowanie w sposób negatywny odbije się na sprzedaży samochodów zeroemisyjnych, szczególnie tych skierowanych do osób fizycznych. Ażeby ustawa spełniła swoje cele, konieczna jest jej nowelizacja, inaczej może okazać się kolejnym marginalnym projektem.



10

Kary za 20. stopień zasilania, czyli "pozytywne" skutki różnorodnych zaniedbań



Karolina Wcisło-Karczewska
starszy prawnik



W sierpniu 2020 r. minęło 5 lat od słynnego już sierpnia 2015 r., kiedy to ze względu na znaczne niedobory mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym zdecydowano się na wprowadzenie tzw. 20. stopnia zasilania, czyli najwyższych możliwych ograniczeń w poborze energii elektrycznej. Skutkiem niedostosowania się przez odbiorców do wprowadzonych ograniczeń były masowo prowadzone przez Prezesa URE postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych. Część przedsiębiorców uniknęła jednak kary i nadal jest to możliwe. Powodem są po pierwsze, wadliwie napisane przepisy, po drugie - wieloletnie zaniedbania po stronie Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD), i wreszcie po trzecie - możliwe przedawnienie ze względu na przewlekłość postępowań w Urzędzie Regulacji Energetyki.



Niejasne przepisy i zmienna linia orzecznicza SOKIK-u

Kryterium warunkującym powstanie po stronie odbiorcy obowiązku zastosowania się do ograniczeń w poborze mocy jest, zgodnie z przepisami, wartość mocy umownej określonej w umowie z lokalnym dystrybutorem, na poziomie przekraczającym 300 kW. Obowiązek dotknął zatem całej rzeszy średnich i dużych przedsiębiorców. A ponieważ wprowadzenie ograniczeń w poborze energii w sierpniu 2015 r. było sytuacją niespotykaną od zamierzonych czasów PRL-u, to wielu przedsiębiorców albo nie posiadało odpowiednich procedur na taką okoliczność, albo nie wiedziało do jakich poziomów mocy powinno dokonać redukcji.

Postępowania, które na przestrzeni ostatnich 5 lat wszczął URE w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za sierpień 2015 r. można liczyć w tysiącach, a niektóre z nich były wszczynane jeszcze stosunkowo niedawno. Obiektywnie wydaje się, że przekroczenie dopuszczalnego poziomu poboru mocy ciężko jakkolwiek usprawiedliwić – dzięki danym przekazywanym Prezesowi URE przez OSD, czarno na białym widać bowiem, że w konkretnym dniu o konkretnej godzinie pobór był wyższy niż ten, który wynikał z wprowadzonych na terenie kraju ograniczeń.

Jednak szansa na uniknięcie kary nie jest wcale mała, a wszystko przez wadliwie napisane przepisy Prawa energetycznego. Nie wdając się w szczegóły chodzi o to, że przepis nakładający karę pieniężną, wprost odnosi się tylko do przepisów, na podstawie których Rada Ministrów może

wprowadzić ograniczenia w poborze mocy na terenie RP. Ustawodawca zapomniał jednak, że takie ograniczenia mogą wprowadzić też Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Tak właśnie było 10 i 11 sierpnia 2015 r., czyli w pierwszych dwóch dniach ograniczeń. Dopiero od 12 sierpnia 2015 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów. To jednak głównie w pierwszych dwóch dniach ogromna rzesza przedsiębiorców nie zastosowała się do wprowadzonych obostrzeń. Po pierwsze dlatego, że obowiązywały wówczas najwyższe stopnie zasilania, powodujące w zasadzie obowiązek całkowitego wyłączenie produkcji, a po drugie – wszyscy byli zaskoczeni zaistniałą sytuacją, zaś odpowiednie procedury w zakładach przemysłowych i firmach udało się wdrożyć dopiero po jakimś czasie.

Aby ukarać przedsiębiorcę także za pierwsze dwa dni ograniczeń, URE musi dokonać tzw. wykładni rozszerzającej przepisów, która jednakże – zgodnie ze zdaniem doktryny prawa – nie może być zastosowana w przypadku przepisów nakładających jakiejkolwiek kary. Nie przeszkadza to jednak URE w nakładaniu kar na przedsiębiorców za 20. stopień zasilania.



Przedsiębiorca, który otrzymał decyzję Prezesa URE o wymierzeniu kary pieniężnej ma prawo złożenia odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK). O ile jeszcze 2-3 lata temu linia orzecznicza SOKiK-u była w zasadzie stuprocentowo jednolita, tzn. SOKiK oddawał odwołanie przedsiębiorcy i utrzymywał w mocy kary pieniężne nałożone przez Prezesa URE, to obecnie sytuacja jest już zgoła inna – pojawiło się bowiem co najmniej kilkadziesiąt orzeczeń przełamujących dotychczasową linię i orzekających o uchyleniu decyzji Prezesa URE ze względu na brak podstawy prawnej do wymierzenia kary pieniężnej.

Może to być szansa dla przedsiębiorców na uniknięcie kary, albo przynajmniej jej obniżenie – jeśli nie przed URE, to w postępowaniu odwoławczym.

Plan ograniczeń musi zostać doręczony

Jest jeszcze jedna podstawa do uchylenia decyzji Prezesa URE, która tym razem nie wynika z zaniedbań ustawodawcy, ale uchybień Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Nagminnie zdarzały się bowiem przypadki, że OSD nie doręczał odbiorcom tzw. Planu ograniczeń, czyli corocznie aktualizowanego dokumentu, w którym każdy z odbiorców posiadających moc umowną powyżej 300 kW, powinien otrzymać informację o tym, jakie poziomy poboru mocy obowiązują go w sytuacji wprowadzenia poszczególnych stopni zasilania.

SOKiK już nie raz orzekł, iż nie można na przedsiębiorcę nałożyć kary, skoro nie doręczono mu Planu ograniczeń, na podstawie którego powinien przecież tych ograniczeń dokonywać.

Sporne przedawnienie

Na koniec jeszcze kwestia przedawnienia, która może za chwilę stać się kluczowym i niepodważalnym argumentem przedsiębiorców.

Jak wynika z Kodeksu postępowania administracyjnego, administracyjna kara pieniężna nie może zostać nałożona, jeżeli upłynęło 5 lat od dnia naruszenia prawa albo wystąpienia skutków naruszenia prawa.



Przedsiębiorcy, którzy są właśnie w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kary pieniężnej z tytułu niezastosowania się do ograniczeń wprowadzonych w sierpniu 2015 r., powinni z uwagą śledzić termin przedawnienia. Aby „zmieścić się” w terminie przedawnienia, URE musi bowiem wydać decyzję administracyjną przed upływem 5 lat, nie zaś jedynie wszcząć postępowanie.

Gdyby nie COVID-19, wszystkie niewymierzone kary pieniężne za 20. stopień zasilania przedawniłyby się w sierpniu 2020 r. (konkretny dzień zależy od tego, w jakich dniach dany odbiorca nie zastosował się do wprowadzonych ograniczeń). W URE obecnie toczy się jeszcze wiele spraw, które nie zostały zakończone decyzją administracyjną. Z naszego doświadczenia wynika, że średni czas takiego postępowania w URE to nawet ok. 1,5 roku. Należy jednak pamiętać, że tzw. Tarcze antykryzysowe najpierw zamroziły, a potem odmroziły bieg terminów administracyjnych, w tym biegu przedawnienia. W praktyce oznacza to, że przedsiębiorca chcący powołać się na przedawnienie karalności (a także URE przy wymierzaniu kary) będzie zmuszony szczegółowo obliczyć, kiedy termin przedawnienia faktycznie upłynął. Do terminu sierpniowego trzeba będzie doliczyć okres zawieszenia terminów ze względu na COVID-19 (ok. 2 miesiące).

Czy jest się z czego cieszyć?

Można się cieszyć, że coś co powinno działać prawidłowo, nie działa, a dzięki temu sprzyja przedsiębiorcom. W tym przypadku są to braki kadrowe w URE i przewlekłość postępowań, które mogą doprowadzić do przedawnienia wielu spraw. Z kolei wadliwie napisane przepisy powodują, że z punktu widzenia prawa, wątpliwe jest nałożenie kary.

W ogólnym rozrachunku to chyba jednak powód do zmartwień.





11

Wodór – jak, gdzie, kiedy?



Jan Sakławski
wspólnik, radca prawny



8 lipca 2020 roku Komisja Europejska przyjęła strategię w zakresie wykorzystania wodoru w energetyce. Dokument wskazuje na jakich działaniach należy się skoncentrować w celu spopularyzowania związanych z tym gazem technologii. Jednocześnie Komisja przyznaje, że na obecną chwilę wodór stanowi skromną część zarówno światowego jak i europejskiego miksu energetycznego, a ponadto jest w większości produkowany z paliw kopalnych, co samo w sobie powoduje emisję 70-100 milionów ton dwutlenku węgla rocznie. Komisja chce zmienić tę sytuację i postawić na tzw. zielony wodór. W tej sytuacji powstaje pytanie czy z prawnej perspektywy istnieją już instrumenty pozwalające na wdrożenie strategii w takim kształcie?

Odpowiedź na to pytanie musi być na ten moment niestety przecząca. Dyrektywa RED II wspomina co prawda o biowodorze, ale na szczęblu unijnym omawiana strategia ma dopiero uruchomić procesy legislacyjne. Z kolei państwa członkowskie podobnie jak uczestnicy rynku gazu/energii nie dysponują, zdaniem Komisji, wystarczają-



cymi zasobami by za ich sprawą wodór stał się istotniejszym elementem miksu energetycznego całej Unii. Z tego powodu można jedynie przewidywać, w którą stronę będą szły regulacje i w jaki sposób będą zachęcały inwestorów do wzięcia udziału w „wodorowym” wyścigu.

Problemy inwestycyjne

Obecnie wiemy już, że projekty gazowe, które nie będą korzystały z gazu niskoemisyjnego nie będą mogły być od 2021 roku finansowane ze środków Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Polityka kredytowa tego podmiotu ma mieć bowiem na celu wzmacnianie transformacji energetycznej i w związku z tym nie będzie on finansował projektów gazowych (jakichkolwiek) jeżeli nie będą one w jakiś sposób wspierały rozwoju gazów niskoemisyjnych (biogaz, gaz syntetyczny czy wodór)[1].

To zaś oznacza znaczące problemy dla krajów, takich jak Polska, które wciąż jeszcze posiadają dużo gazowych „białych plam” i których gazyfikacja z całą pewnością nie zamknie się do końca wskazanego wyżej okresu finansowania.

Tymczasem ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) stworzyło raport[2], w którym wskazuje na to jak wiele jest jeszcze technicznie do zrobienia by nie tylko wodór, ale również drugi istotny „zielony” gaz – biometan, mogły być z powodzeniem przesyłane za pośrednictwem istniejącej sieci gazowej.

[1]https://www.eib.org/attachments/strategies/eib_energy_leanding_policy_en.pdf

Raport wskazuje, że w 65% państw członkowskich operatorzy sieci dystrybucyjnych nie pozwalają na wtłaczanie wodoru do zarządzanych sieci ze względu na bariery prawne bądź techniczne. Według danych polskiego operatora systemu przesyłowego obecna infrastruktura sieci przesyłowej pozwala na przesył w niektórych częściach systemu paliwa składającego się do 10% z wodoru. ACER i KE zwracają również uwagę na problem z tzw. TEN-E czyli transeuropejską siecią energetyczną. Interoperacyjność tego systemu będzie wymagała od organów unijnych standaryzowania na poziomie całej wspólnoty zasad wzbogacania gazu ziemnego wodorem. W przeciwnym wypadku mogłoby dojść do problemów technicznych przy przesyłaniu gazu pomiędzy krajami członkowskimi.

ACER wskazuje również, że z uwagi na dotychczasowe cele polityki energetycznej UE związane z tzw. „unbundling” operatorzy sieci dystrybucyjnych nie mogą obecnie inwestować w jakąkolwiek alternatywną infrastrukturę wobec podstawowej sieci gazowej, czyli np. w dodatkową sieć wodorową. Dodanie im tego zadania będzie wymagało nie tylko zmiany przepisów, ale również zapewnienie źródeł finansowania. Trudno wyobrazić sobie by operatorzy finansowali zupełnie nowe gazociągi bez sięgnięcia do kieszeni odbiorców poprzez np. znaczące podniesienie opłat dystrybucyjnych. Jest to kolejne wyzwanie, które stanie przed sektorem gazowym w kolejnych dekadach.

[2]https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20NRAs%20Survey%20Hydrogen,%20Biomethane,%20and%20Related%20Network%20Adaptations.docx.pdf



Czwarty pakiet gazowy

Między innymi z tych powodów europejskie gazownictwo oczekuje z niecierpliwością tzw. czwartego pakietu gazowego. Prace nad nim trwają intensywnie, ale już wiadomo, że jednym z jego kluczowych elementów będzie tematyka gazów ze źródeł odnawialnych. W trakcie 32-go Forum Madryckiego jeszcze w październiku 2018 roku wskazano na trzy istotne elementy reformy europejskiego rynku gazu. Po pierwsze ma to być wspomniane stopniowe zastępowanie gazu ziemnego gazem pochodzącym ze źródeł odnawialnych. Jak wspomniano powyżej ma to być przede wszystkim biowodór, syntetyczny metan i biometan produkowany z odpadów organicznych.

Po drugie, nowe prawo ma wzmocnić integrację sektorów elektroenergetycznego i gazowego. Łączenie sektorów (ang. sector coupling) jest na tapecie KE od jakiegoś czasu i w ostatnim czasie organ ten przygotował w tym zakresie szczegółową strategię. W szczególności dostrzeżono tutaj możliwości jakie daje wykorzystanie wodoru jako czystego magazynu energii, czyli tzw. Power-to-Gas (P2G), polegającego na wytwarzaniu wodoru i tlenu w procesie elektrolizy nadmiaru generowanej energii przez zależne od pogody źródła OZE. Wiele europejskich krajów już w tej chwili rozpoczyna prace nad programami, które pomogą w przyszłości upowszechnić tego rodzaju technologię.

Po trzecie zaś, planowany jest kolejny zwrot w kierunku rozwoju technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla. Zdaniem KE istnieje wiele sekto-

rów, w których całkowita dekarbonizacja nie jest możliwa albo jest całkowicie nieopłacalna nawet w dłuższej perspektywie. Tutaj dochodzimy również do dyskusji o tzw. carbon leakage czyli wycieku emisji do krajów, w którym normy w tym zakresie są mniej restrykcyjne niż w Europie. Jak widać, plany KE w zakresie rozwoju europejskiego rynku gazu w sposób jednoznaczny podkreślają istotną rolę jaką będą w nim pełnić gazy odnawialne.

Polska legislacja

Również w Polsce działania na rzecz okiełznania wodoru jako paliwa przyszłości nabierają tempa. Już w 2015 roku PGE i GAZ-System rozpoczęły wspólne prace nad wykorzystaniem wodoru w różnych formułach [3]. Dzisiaj nad własnymi strategiami wodorowymi pracują PGNiG oraz GAZ-System. Jednocześnie wciąż jednak brakuje konkretnych przepisów, które stabilizowałyby sytuację regulacyjną tych rozwiązań.

W zasadzie jedynym sektorem, w którym „prawo wodorowe” nabrało już skonkretyzowanego kształtu jest sektor transportowy. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych przewiduje rozwiązania dla pojazdów napędzanych tym paliwem a ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych określa zasady funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu, który ma m.in. wspierać producentów środków transportu wykorzystujących do napędu wodór, lub też wspierać badania związane z wykorzystaniem wodoru w transporcie lub związanych z tym nowych rozwiązań konstrukcyjnych.

[3]
https://www.gazsystem.pl/uploads/media/Power_to_gas_12.05.2015_v2_PL.pdf



W pozostałych sektorach energetyczno-gazowych takich dedykowanych rozwiązań wciąż jeszcze nie mamy. Tym samym należy spodziewać się, że opracowaniu strategii wodorowych przez wiodące w Polsce grupy energetyczne będziemy mieć do czynienia ze wzmożoną aktywnością legislacyjną na tym gruncie tak aby prawo nadążało za rozwojem technologicznym w branży.

Nie ma niestety prostej drogi do przeprowadzenia wodorowej rewolucji. Technologie wciąż jeszcze są zbyt drogie, by wdrażać je bez znaczącego publicznego wsparcia w formule komercyjnej. Jednocześnie potencjał tego gazu w kontekście wzbogacenia gazu ziemnego czy też samoistnie w technologii P2G jest niemal nieograniczony i Polska nie może sobie pozwolić by w tym wyścigu, zarówno na poziomie europejskim jak i światowym, stać na bocznym torze.





12

Certificate Purchase Agreements i konsekwencje ich wypowiedania



Magdalena Michalik
prawnik



Zielone certyfikaty to świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Mechanizm wsparcia dla producentów energii z takich źródeł został wprowadzony nowelizacją Prawa energetycznego z 2005 roku. Dzięki niemu, ww. producenci za każdą wyprodukowaną megawatogodzinę otrzymują od Prezesa URE świadectwa pochodzenia, które następnie mogą sprzedać na Towarowej Giełdzie Energii lub na podstawie dwustronnej umowy np. ze spółką obrotu energią, która ma ustawowy obowiązek ich posiadania. Producenci otrzymują zatem dodatkowe korzyści finansowe ze sprzedaży zielonych certyfikatów.

Moda na wypowiedanie CPA

Certificate Purchase Agreements, czyli tzw. CPA, to umowy sprzedaży zielonych certyfikatów, które od kilku lat przeżywają kryzys. Wraz ze znacznymi spadkami cen certyfikatów na TGE, wielu nabywców zaczęło rozważać możliwość wypowiedzenia ww. umów. Dlaczego?



Otóż, wiele umów CPA zostało zawartych z wytwórcami w czasach, gdy ich cena na TGE była jeszcze bardzo wysoka z uwagi na niewielką wówczas liczbę instalacji OZE. Zwykle to właśnie cena z giełdy miała odzwierciedlenie w kontrakcie CPA zawieranym na kilka, a nawet kilkanaście lat. Wraz z rozwojem energetyki odnawialnej i powiązaną z nią z nadprodukcją certyfikatów, cena zaczęła spadać, a przedsiębiorstwa energetyczne zostały z wieloletnimi kontraktami na certyfikaty, które w rzeczywistości mogłyby nabyć kilkukrotnie taniej. Powód do wypowiedzania CPA był zatem prosty – nabywcy na podstawie umów CPA byli zmuszeni do nabywania znacznych wolumenów za ceny odbiegające od warunków rynkowych, podczas gdy ceny zielonych certyfikatów na giełdzie były nadzwyczajnie niskie.

W konsekwencji, największe polskie przedsiębiorstwa energetyczne wypowiedziały (odstąpiły, uznały za nieważne) umowy na zakup zielonych certyfikatów. Te z kolei działania zostały przez część branży poddane weryfikacji sądowej, która w niektórych przypadkach wciąż jest jeszcze w toku. Tam jednak, gdzie orzeczenia już zapadły sądy orzekały o niezgodności wypowiedzeń (rozwiązań, odstąpień) z polskim prawem. W pozostałych jednak przypadkach presja ekonomiczna często zmuszała przedsiębiorstwa energetyczne do zawarcia ugód z przedstawicielami branży wiatrowej.

Z drugiej strony, warto zwrócić uwagę, na fakt, iż z uwagi na nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2017 r. (tzw. Lex Energa), w ramach której wysokość opłaty zastępczej została ustalona na 125 % rocznej średnioważonej

ceny zielonego certyfikatu, ceny tych instrumentów znacząco wzrosły. CPA jest w takiej sytuacji bezpiecznikiem stałej ceny zielonego certyfikatu dla przedsiębiorstwa energetycznego.

Druga strona medalu

Przedstawiciele branży wiatrowej często jednak sygnalizują, że tego rodzaju kwestionowanie umów typu CPA ma katastrofalne skutki dla, przykładowo, umów kredytowych zawieranych przez wytwórców energii z OZE, którzy – w razie rozwiązania takiej umowy – zmuszeni byłiby do natychmiastowego zaspokojenia roszczenia banku. Można więc powiedzieć, że wskazane problemy rozlewają się i powodują w branży dużo więcej zjawisk negatywnych. Ten zamknięty krąg zjawisk powoduje, że ceny zielonych certyfikatów nie osiągają już takich poziomów jak dekadę temu, a przedsiębiorstwa energetyczne wciąż szukają ucieczki od niekorzystnych długoterminowych umów.

Zasada

10 h – kolejne wyzwanie dla polskiej branży wiatrowej

Kolejnym problemem, z którym borykają się wiatrakowcy jest polska ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która weszła w życie w 2016 r. i w dużym stopniu zablokowała rozwój tego rynku w ostatnich latach.



Przepisy ustawy wprowadziły tzw. regulację odległościową, zobowiązującą zainteresowanych wybudowaniem farmy wiatrowej, do zachowania wymogu minimalnej odległości elektrowni wiatrowych na poziomie dziesięciokrotności całkowitej wysokości urządzenia od zabudowy oraz wybranych form ochrony przyrody. Deklarowanym celem tej regulacji była ochrona lokalnych społeczności, jednak skutki jakie wywołała poszły dużo dalej i miały reperkusje charakterze międzynarodowym.

Zgodnie z wynikami badań przeprowadzonymi przez Instytut Ochrony Środowiska – przy rozproszonej zabudowie na terenach wiejskich i odległościach od budynków około 2 km, do dyspozycji pod zabudowę wiatrakami jest mniej niż 1 proc. obszaru całego kraju[1].

Od 2016 r. skala rocznych przyrostów mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych dotkliwie spadła, a tempo przyrostu nowych mocy spadło kilkudziesięciokrotnie od czasu rozpoczęcia obowiązywania nowych przepisów. Zresztą, ww. ustawa prowadzi też do sporów arbitrażowych – niektóre międzynarodowe koncerny mające dość niestabilności prawnej, pozwały polski rząd szukając rozwiązania sytuacji właśnie przed międzynarodowymi trybunałami arbitrażowymi.

[1] Prof. dr hab. Waldemar Kamrat, Wybrane zagadnienia lokalizacji turbin wiatrowych ze względu na ich aerodynamiczne oddziaływanie na przesyłowe linie elektroenergetyczne, Elektroenergetyka współczesność i rozwój, nr 1(22) 2020, s. 58.a

Wydaje się, że bez konfrontacji branży wiatrowej z polskim rządem i wypracowania odpowiednich kompromisów w palących sprawach, sytuacja nie ulegnie poprawie. Dochodzą jednak słuchy, że już w tym roku zasada 10h może zostać zliberalizowana, a motywacją do zmiany dla ustawodawcy ma być wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, w którym to TSUE stwierdził, że polskie sądy mogą każdorazowo, samodzielnie zakwestionować zasadę 10h. W takiej sytuacji, sąd, uwzględniając zasadę proporcjonalności i niezbędności uwzględni czy ustawa bezpośrednio wpływa na spowolnienie rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce.

Jak można zastąpić zasadę 10h? Na przykład badaniem oddziaływania akustycznego wiatraków wraz z konsultacjami społecznymi. Przedstawiciele branży wiatrowej wskazują, że ten sposób efektywnie działał przed 2016 rokiem.

Branża wiatrowa w Polsce boryka się z problemami. Po pierwsze, funkcjonowanie systemu zielonych certyfikatów i ich nadpodaż, która przyczyniła się m.in. do masowego wypowiedziania CPA, wymaga zmian. Po drugie, zgodnie z zapowiedziami polskiego rządu w nadchodzącym czasie możemy spodziewać się nowelizacji w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Celem nowelizacji ma być odejście od kontrowersyjnej zasady 10h, a to może oznaczać więcej inwestycji w farmy wiatrowe na lądzie. Dobrym pomysłem wydaje się być wprowadzenie konsultacji społecznych, do których przeprowadzania zobowiązani byłiby potencjalni inwestorzy.



13

Przetarg na dostawę energii i upadły sprzedawca



Karolina Wcisło-Karczewska
starszy prawnik



Rok 2018 w polskiej energetyce można nazwać „rokiem upadłych sprzedawców”. Rosnące ceny energii elektrycznej w połączeniu ze spekulacyjną grą na Towarowej Giełdzie Energii i niezabezpieczonymi wolumenami sprzedaży niektórych spółek obrotu, mogły skończyć się tylko w jeden, wiadomy sposób – upadkiem. Tak też skończyła spółka, będąca bohaterem niniejszego tekstu – nazwijmy ją Krzak sp. z o.o. – po drodze wyrządzając jeszcze niemałe krzywdy finansowe kilku polskim gminom.

Większy, czyli silniejszy?

Jak wiadomo, jednostki samorządu terytorialnego są zobowiązane do stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych i organizowania przetargu na wszelkiego rodzaju usługi czy dostawy. Obowiązek ten dotyczy także wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.



Od paru już lat dość powszechne stało się łączenie mniejszych jednostek w tzw. grupy zakupowe o dużym łącznym wolumenie energii, co ma na celu przede wszystkim uzyskanie efektu skali, zapewniającego – przynajmniej w teorii – niższą cenę. Jednym słowem, duża grupa jednostek może uzyskać korzystniejszą cenę za MWh energii, niż poszczególne rozdrobione jednostki osobno. Z doświadczenia kilku lat wiemy, że nie jest to do końca prawda. Wygranie dużego przetargu ogłoszonego przez grupę zakupową wiąże się bowiem dla sprzedawcy z szeregiem ryzyk, jak chociażby dużo większe przedsięwzięcie organizacyjne przy prowadzeniu procesu zmiany sprzedawcy, czy też wyższe kary umowne za brak realizacji umowy ze względu na większą wartość kontraktu. Ryzyka te sprzedawca wlicza sobie oczywiście w oferowaną cenę.

Czy to już rażąco niska cena?

Jedna z grup zakupowych, składająca się z kilku gmin oraz podległych im jednostek (szkoły, biblioteki, ośrodki kultury etc.) zdecydowała się ogłosić wspólny przetarg na dostawę energii elektrycznej. Kryterium decydującym o wyborze ofert była najniższa cena oraz termin płatności faktury, przy czym kryterium najniższej ceny było kryterium przeważającym. W tego typu przetargach ciężko zresztą wpisać jakiegokolwiek inne kryterium wobec faktu, że energia elektryczna jest co do zasady jednolita pod względem jakościowym.

Oferty w przetargu złożyło kilku sprzedawców, ale jedna z nich wzbudziła pewne wątpliwości, ponieważ odbiegała dość znacznie od ofert pozostałych sprze-

dawców (była niższa). Zamawiający, podejrzewając tzw. rażąco niską cenę, zwrócił się zatem do spółki Krzak sp. z o.o. o złożenie wyjaśnień dotyczących wyliczenia kosztów oferty. O dziwo, wyjaśnienia otrzymane od spółki były całkiem logiczne i spójne, wykazujące w jaki sposób spółka „wykalkulowała” taką, a nie inną cenę energii. Część tych kalkulacji opierała się na założeniu, że cena na TGE będzie spadać (postępowanie przetargowe odbywało się w II półroczu 2017 r.), ale część bardzo konkretnie wykazywała przykładowo, że wszyscy pracownicy spółki Krzak sp. z o.o. otrzymują wynagrodzenie minimalne i są „zatrudnieni” na podstawie umów cywilnoprawnych, co pozwala spółce zaoszczędzić kwotę rzędu X zł, a tym samym zaoferować grupie zakupowej cenę na poziomie Y zł. Po analizie wyjaśnień, Zamawiający zdecydował się przyjąć ofertę spółki Krzak sp. z o.o., a tym samym, oferta ta wygrała przetarg na dostawę energii rozpoczynając się od stycznia 2018 r.

Jak Zabłocki na mydle...

W pierwszych miesiącach dostaw wszystko wyglądało dobrze, choć słychać było sygnały z rynku o wzrostach cen i trudnej sytuacji niektórych sprzedawców, którzy nie zabezpieczając wcześniej zakontraktowanego dla odbiorców wolumenu, musieli kupować energię „na już” po aktualnej cenie z TGE (wówczas już dość wysokiej). Taka sytuacja zmusiła niektóre spółki obrotu do zakupu energii za cenę wyższą niż ta ustalona w umowie z odbiorcą (nie mówiąc już o marży). Z prostego rachunku wynika, że w pewnym momencie taka działalność nie ma racji bytu, a spółka przestaje wywiązywać się z zawartych umów.



Podobnie było też w przypadku naszej grupy zakupowej i spółki Krzak sp. z o.o. Po kilku miesiącach od rozpoczęcia realizacji umowy okazało się, że wszystkie gminy i pozostałe jednostki przeszły na tzw. sprzedaż rezerwową, ponieważ spółka Krzak sp. z o.o. zakończyła działalność jako sprzedawca energii i złożyła wniosek o upadłość. Należy przypomnieć, że cena energii oferowana przez sprzedawców rezerwowych (czyli państwowe spółki obrotu), nie jest regulowana jakimikolwiek taryfami i w praktyce może przekraczać rynkową cenę o nawet kilkadziesiąt procent – zależy to wyłącznie od cennika sprzedawcy rezerwowego. Co więcej, odbiorcy mogą nawet nie wiedzieć, że przeszli na sprzedaż rezerwową, ponieważ umowę sprzedaży rezerwowej zawiera w imieniu odbiorcy Operator Systemu Dystrybucyjnego. Dopiero potem OSD ma obowiązek poinformować odbiorcę, że ten odbiorca znajduje się na sprzedaży rezerwowej (no chyba że odbiorca wcześniej dowie się o tym ze znacznie wyższej faktury).

O ile „zwykły” odbiorca może stosunkowo szybko wyjść z niekorzystnej dla siebie sprzedaży rezerwowej – zawierając jak najszybciej nową umowę sprzedaży energii z nowym sprzedawcą po cenach rynkowych – to niestety sprawa mocno komplikuje się w przypadku jednostek sektora publicznego. Jednostki te są bowiem zobowiązane do stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych i udzielenia zamówienia publicznego. Ten kto kiedykolwiek zajmował się organizacją przetargu wie, że nawet w najszybszym możliwym trybie wynikającym z ustawy, proces udzielenia zamówienia i zawarcia nowej umowy potrwa co najmniej kilka tygodni, a potem jeszcze nowy sprzedaw-

ca musi przeprowadzić tzw. proces zmiany sprzedawcy. Proces ten trwa zwykle dłużej w przypadku konieczności przeprocesowania kilkuset albo nawet kilku tysięcy punktów poboru energii – tak jak to było w przypadku naszej grupy zakupowej.

Oczywiście, przez cały ten czas wszystkie gminy należące do grupy zakupowej oraz podległe im jednostki były zobowiązane do zapłaty za energię sprzedawcy rezerwowemu, ponosząc koszty o niemal sto procent wyższe niż wynikałoby to z umowy.

Czas na zmiany

Co jest w tym wszystkim najciekawsze? To, że nie ma nawet podmiotu, od którego odbiorca mógłby żądać jakiegokolwiek odszkodowania, czy zwrotu poniesionych środków w związku ze sprzedażą rezerwową. Nawet gdyby takiego odszkodowania żądać od upadłego sprzedawcy, to raczej ciężko byłoby uzyskać jakiegokolwiek środki od niewypłacalnej spółki. Niektórzy stwierdzą pewnie, że gminy same są sobie winne, akceptując niską cenę zaoferowaną w przetargu. Może i tak, ale patrząc na finanse niektórych jednostek samorządu terytorialnego, widać, że jest to po prostu konieczne szukanie oszczędności.



Wydaje się, że problem leży dużo głębiej, a mianowicie w przepisach dotyczących udzielania tzw. koncesji obrotowych, czyli tych, które nie wiążą się z posiadaniem jakiegokolwiek infrastruktury (np. koncesja na obrót energią elektryczną czy gazem). Na etapie udzielania koncesji, podmiot wnioskujący nie ma obowiązku przedstawiać żadnego zabezpieczenia. Wystarczy de facto posiadać odpowiednio wysoki kapitał zakładowy i środki na koncie bankowym. Problem w tym, że kapitał można obniżyć, a środki z konta znacznie uszczuplić. Często już po kilku miesiącach działalności takiej spółki z koncesją, zwykle nie pozostaje nic na zabezpieczenie ewentualnych roszczeń podmiotów trzecich.

Może warto wziąć przykład z sektora paliwowego, gdzie uzyskanie koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą wymaga wniesienia kilkumilionowego zabezpieczenia. Może obowiązek wniesienia jakiegokolwiek zabezpieczenia przy udzielaniu koncesji pozwoliłby oczyścić rynek ze spółek „krzak”?





14

Jak oszukać przeznaczenie i Prezesa URE



Jan Sakławski
wspólnik, radca prawny



Działalność koncesjonowana ma to do siebie, że jej wykonywanie wiąże się ze szczególnymi obowiązkami jakościowymi i raportowymi. Wiąże się ona również z potencjalnym ryzykiem interwencji regulatora, który uzna, że dana działalność nie spełnia kryteriów prawa czy też warunków koncesji. To z kolei może oznaczać konieczność zapłacenia kary, a w skrajnych przypadkach również cofnięcie koncesji i brak możliwości dalszego wykonywania działalności regulowanej. Nie zniechęca to jednak niektórych przedsiębiorców, którzy potrafią do swoich koncesyjnych obowiązków podchodzić w sposób bardzo „kreatywny” i latami unikać z tego tytułu jakiegokolwiek odpowiedzialności.

Kombinacja alpejska – wersja energetyczna

Koncesjonariusz, o którym traktować będzie poniższy tekst istnieje naprawdę, ale na jego potrzeby nazwijmy go po prostu „Spółką”. Spółka posiadała koncesję na obrót energią elektryczną. Jako spółka o prywatnym kapitale prowadziła sprzedaż zarówno w obszarze konsumenckim jak i do biznesu. Sprzedaż ta prowadzona była niejednokrotnie w sposób bardzo agresywny.



Nie mam wiedzy w zakresie ewentualnych postępowań prokuratorskich w kontekście tej formuły sprzedaży, dlatego nie będzie ona przedmiotem niniejszego artykułu. Wiadomo jednak, że UOKiK i URE wielokrotnie piętnowały praktyki polegające na podszywaniu się pod pracowników sprzedawcy z urzędu i okłamywanie odbiorców w ten sposób, że nowa umowa miała rzekomo być tylko aneksem do już obowiązującej.

Niezależnie jednak od tego wątku Spółka oferowała dość korzystne ceny przedsiębiorcom i dlatego była w stanie pozyskać szerokie grono klientów biznesowych. Można domniemywać, że ceny te miały wymiar poniekąd dumpingowy lub też uwzględniały bardzo niewielką, symboliczną wręcz marżę. W tych warunkach Spółka niewiele zarabiała, ale systematycznie poszerzała bazę swoich klientów.

Niestety takie balansowanie na granicy rentowności, nawet jeżeli jest elementem jakiegoś szerszego planu, zwykle okazuje się zachowaniem bardzo ryzykownym. Gdy ceny energii tąpnęły w drugiej połowie 2018 roku Spółka zareagowała podniesieniem ich swoim odbiorcom. Dalej historia potoczyła się jeszcze ciekawiej.

Wstrzymanie dostaw za niewinność

Ustawa o przeciwdziałaniu nadmiernym opóźnieniom w transakcjach handlowych daje przedsiębiorcom możliwość nałożenia na spóźniającego się z zapłatą kontrahenta dodatkowej opłaty w wysokości 40 – 100 EUR, w zależności od wysokości spóźnionego świadczenia.

Opłata ta ma za zadanie zrekompenzować wierzycielom konieczność poniesienia pozasądowych nakładów na dochodzenie wierzytelności (np. koszt sporządzenia wezwania). Ta należność nalicza się samoistnie, bez wezwania, w związku z czym o jej naliczeniu przez wierzyciela można dowiedzieć się np. z pozwu.

Opisywana Spółka po podniesieniu ceny jednemu ze swoich kontrahentów naliczyła taką właśnie opłatę za kilka miesięcy wstecz. Odbiorca płacił co prawda należności za energię, ale z uwagi na trudności wywołane jej podniesieniem robił to z kilkudniowym opóźnieniem. Jednocześnie opóźnienie to było na tyle niewielkie, że Spółka nie mogła skorzystać z mechanizmu wnioskowania do OSD o wstrzymanie dostaw. Zgodnie z Prawem energetycznym takie opóźnienie musi wynosić aż 30 dni, żeby uprawnienie do żądania wstrzymania dostaw się aktualizowało.

I tutaj warto zaznaczyć jedną rzecz – do żądania wstrzymania dostaw uprawniony jest tylko ten sprzedawca, któremu dany odbiorca zalega z zapłatą za energię/ciepło/gaz. Oznacza to nie tylko skonkretyzowanie podmiotowe (przedsiębiorstwo obrotu wnioskuje do OSD o wstrzymanie dostaw konkretnemu odbiorcy) ale również przedmiotowe (opóźnienie w płatnościach musi dotyczyć należności za energię/ciepło/gaz, a nie jakichkolwiek należności). Do takiego wstrzymania nie uprawnia więc np. należność odsetkowa bądź też opłata wyrównująca koszty dochodzenia należności. Warto też zaznaczyć, że w pra-



ktym OSD nie weryfikuje z jakiego tytułu ma wstrzymać dostawy na wniosek sprzedawcy. Zapisy tego rodzaju znajdują się zwykle w IRIESD (Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej), jednakże problematyczne jest czy rzeczywiście przepisy prawa nie dają OSD możliwości sprawdzenia chociaż rodzaju wiarygodności, której opóźnienie legło u podstaw żądania wstrzymania dostaw.

Wracając jednak do działań Spółki, jak nietrudno się domyślić, zwróciła się ona do OSD o wstrzymanie dostaw właśnie w związku z kilkumiesięcznym niepłaconiem dodatkowej opłaty z ustawy o nadmiernych opóźnieniach w transakcjach handlowych. Jak już wspomniałem wyżej naliczała te opłaty przez blisko rok nie informując o tym odbiorcy. OSD nie zweryfikowało żądania i dostawy zostały wstrzymane. Oczywiście odbiorca mógł odwoływać się do Prezesa URE i próbować nawet uzyskać odszkodowanie za bezprawne skorzystanie z mechanizmu, ale z uwagi na fakt jak bardzo negatywny wpływ na jego biznes miało wstrzymanie dostaw wolał po prostu zapłacić kilka tysięcy należności dodatkowej i nie iść na ryzykowną wojnę ze sprzedawcą.

Biznesowa przeprowadzka

Inną historią znaną osobom, które miały styczność ze Spółką jest zjawisko przenoszenia aktywów na podmiot o bardzo podobnej nazwie. W dużym skrócie, po zamieszczeniu z podwyższeniem cen hurtowych i wprowadzeniu tzw. ustawy cenowej biznes prowadzony przez Spółkę nieco stracił na rentowności. Szukając rozwiązań długoterminowych

Spółka zdecydowała się wypchnąć przychody do innego podmiotu. Trzeba przy tym przyznać, że sposób w jaki przeprowadziła to działanie był niezwykle kreatywny. Właściciele Spółki założyli bowiem drugi podmiot, który nazywał się niemal tak samo – na potrzeby tego opracowania nazwijmy go „Spółka SPV” (różnice pomiędzy nazwami były w rzeczywistości podobnie subtelne).

Następnie klienci Spółki zaczęli otrzymywać zawiadomienia o dokonanym przekazie. Przekaz to instytucja prawa cywilnego, w ramach której trzy podmioty funkcjonują w formule pewnego łańcuszka świadczeń. Jeżeli X jest zobowiązany wobec Y, a Y jest zobowiązany wobec Z, to przy spełnieniu określonych warunków i zawiadomienia zainteresowanych stron X może świadczyć bezpośrednio wobec Z i takie działanie zwalnia Y z jego zobowiązań wobec Z do wysokości świadczenia dokonanego przez X. Innymi słowy zamiast na rzecz naszego wierzyciela świadczyć na rzecz wierzyciela naszego wierzyciela. Informacja jaką otrzymali klienci Spółki wskazywała na istnienie jakiegoś zobowiązania pomiędzy Spółką a Spółką SPV, a w konsekwencji na konieczność dokonania zapłaty bezpośrednio na rzecz Spółki SPV.

W ten sposób właściciele zaczęli gromadzić środki na rachunkach podmiotu, który był zabezpieczony przed wierzycielami i nie ryzykował utraty koncesji, a wówczas Prezes URE nadawał właśnie bieg postępowaniu o cofnięcie Spółce koncesji na obrót energią elektryczną.



URE nierychliwy, ale sprawiedliwy

Historia Spółki zakończyła się cofnięciem koncesji i zakończeniem jej działalności w dotychczasowym wymiarze. Zgodnie z moją wiedzą sprawa jest obecnie na etapie odwołania w SOKiK ale niezależnie od ostatecznego werdyktu trzeba postawić pytanie czy Prezes URE wiedząc wcześniej o ekscesach Spółki (a była to wiedza na rynku powszechna) nie mógł zrobić nic w tej sprawie wcześniej w celu ochrony interesów odbiorców. Jeżeli zaś nie mógł, ponieważ nie posiadał odpowiednich instrumentów, to jakich instrumentów potrzebuje by w takich warunkach reagować w sposób adekwatny.

Prawo energetyczne szeroko określa w jakich sytuacjach Prezes URE może lub musi cofnąć koncesję. Poza oczywistymi sytuacjami takimi jak wydanie orzeczenia, które zakazuje prowadzenia działalności określonego rodzaju czy też przeniesienie siedziby podmiotu poza Europejski Obszar Gospodarczy istnieją również sytuacje mniej oczywiste takie jak np. utrata zdolności finansowej do prowadzenia działalności objętej koncesją, naruszenie prawnych warunków prowadzenia działalności czy też rażące naruszenie warunków koncesji np. poprzez wprowadzanie klientów w błąd.

W przypadku Spółki świadome łamanie prawa poprzez wnioskowanie do OSD o wstrzymanie dostaw ze względu na opóźnienie w zapłacie nieuprawniającej do tego należności wydaje się już wystarczającą przesłanką do przyjrzenia się problemowi bardzo wnikliwie. Z drugiej strony rozpoczęcie procedury wyprowadzania środków do podmiotu powiązanego wydaje się dawać sygnał, że podmiot może mieć problem z utrzymaniem zdolności finansowej do wykonywania działalności objętej koncesją. Trudno powiedzieć co skłoniło Prezesa URE do cofnięcia koncesji, ale nie ulega wątpliwości, że cofnięcie nastąpiło niemal rok po wypłynięciu problemów a poza tym wciąż nie jest to decyzja wykonalna ze względu na jej zaskarżenie do SOKiK.

Być może w takich warunkach dobrym rozwiązaniem byłoby danie Prezesowi URE możliwości nadawania decyzji o cofnięciu rygoru natychmiastowej wykonalności w sytuacji, gdy podstawą cofnięcia jest naruszanie praw dużej grupy odbiorców. Innymi słowy, gdy problemem nie jest sytuacja jednostkowa ale świadome i powtarzające się postępowanie sprzeczne z prawem Prezes URE mógłby zastosować rygor w celu zablokowania tego rodzaju działań.

Z pewnością jednak warto zrobić wiele, by podmioty o takiej specyfice działalności jak najszybciej eliminować z rynku.



15

Biopaliwa nowej generacji

Od 1 stycznia 2020 r. obowiązują w Polsce zmienione przepisy ustawy biokomponentach i biopaliwach ciekłych, pozwalające na wykorzystanie produktów tzw. współwodornienia do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), czyli minimalnego udziału dodatków „odnawialnych” w paliwach ciekłych. W czerwcu 2020 r. Minister Klimatu wydał także rozporządzenie wykonawcze pozwalające na rzeczywiste zastosowanie znowelizowanej ustawy. Wydaje się, że jesteśmy wreszcie na dobrej drodze, żeby chociaż zbliżyć się do osiągnięcia celu OZE w transporcie.

Lepiej późno, niż później

Współwodornienie to mówiąc najprościej, wspólny przerób frakcji ropy naftowej i biomasy, w wyniku czego powstaje biokomponent. Koncerny paliwowe już od niemal 2 lat testują tę technologię, ale dopiero ostatnie zmiany przepisów pozwolą na zaliczenie tak powstałych komponentów do realizacji NCW, a także – do realizacji celu OZE w transporcie. Cel OZE dla transportu w Polsce wynosi 10% do 2020 r. oraz 14% do 2030 r. Z ostatnich danych GUS wynika, że



Karolina Wciśło-Karczewska
starszy prawnik





na koniec 2018 r. osiągnęliśmy niespełna 5,6%. Jest zatem gorzej niż źle. Podczas gdy we wszelkich debatach eksperckich przeważa debata o realizacji celu OZE w elektroenergetyce i ciepłownictwie (z którymi zresztą też mamy problemy) – w transporcie sytuacja wygląda wręcz beznadziejnie.

Sytuację paradoksalnie „pogorszyła” jeszcze likwidacja tzw. szarej strefy w obrocie paliwami. Nagle okazało się bowiem, że oficjalna konsumpcja oleju napędowego w kraju wzrosła o połowę, przy czym sprzedaż biopaliw ani drgnęła. W tej sytuacji podmioty działające na rynku paliwowym stanęły przed problemem w zakresie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego. Rozwiązaniem była albo zapłata kar finansowych albo kosztowny import biokomponentów z zagranicy. Implementacja zasad związanych z procesem współuwodornienia pozwoli wreszcie na szerokie wykorzystywanie zwłaszcza tzw. biopaliw II generacji, a więc wytwarzanych z substratów, które nie stanowią konkurencji dla żywności. Należy do nich m.in. zużyty olej kuchenny, który zresztą – zgodnie z ustawą – podlega korzystnemu podwójnemu naliczaniu na poczet NCW.

W oczekiwaniu na biometan i biowodór

Oprócz współuwodornienia, nowelizacja ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych umożliwiła także zaliczenie do NCW biowodoru zawartego w paliwach ciekłych, przy produkcji których wykorzystano biometan. Tu jednak pozostaje jeszcze duże pole do zagospodarowania przez polskich producentów. Zgodnie z danymi sprzed roku, podanymi przez ówczesne Ministerstwo Energii, udział biometanu wykorzystywanego do realizacji celów OZE w transporcie w Unii Europejskiej nie przekraczał 1% wszystkich biokomponentów. Nie zmienia to jednak faktu, że jest to obiecujący kierunek. Analizując kluczową dla OZE unijną dyrektywę RED II^[1] widać, że biometan może stać się jednym z wiodących paliw odnawialnych – w tym przypadku wykorzystywanym do produkcji biowodoru, wykorzystywany m.in. jako zamiennik sprężonego gazu ziemnego (CNG).

^[1] dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych



I tu otwiera się szansa dla branży biogazowej. Być może, efektem zmian w przepisach będzie powstawanie biogazowni od początku obliczonych na produkcję biometanu, czyli takich, w których nie będzie konieczna inwestycja w agregat kogeneracyjny do produkcji energii. Warunek jest jeden – uzasadnienie ekonomiczne, czyli „popyt” na biometan do wykorzystania w transporcie, poparty odpowiednim systemem wsparcia.

Jak na razie brak jednak szczegółowych rozporządzeń wykonawczych pozwalających na powszechne zastosowanie biometanu do produkcji paliw. Zanim biorafinerie ruszą do pracy na pełnych obrotach, potrzeba jeszcze trochę regulacji prawnych. Z drugiej strony – branża kilka lat czekała na możliwość zaliczenia produktów współuwodornienia do NCW, w międzyczasie opracowując i testując odpowiednią technologię. Być może taka sama ścieżka czeka też biowodór?





Brysiewicz i Wspólnicy sp.k.
ul. Dzielna 60, piętro II, klatka W
01-029 Warszawa
Telefon: +48 22 299 0970
Email: kancelaria@biw.legal

