

Możliwość wdrożenia umów cPPA jako instrumentu promowania energetyki lokalnej

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Pojęcie „energetyki lokalnej”
- III. Pojęcie „umowy cPPA”
- IV. Wykorzystanie sieci dystrybucyjnej
- V. Możliwość skorzystania z systemu wsparcia OZE
- VI. Obowiązek uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i obrót energią elektryczną
- VII. Podsumowanie

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest weryfikacja hipotezy o możliwości wykorzystywania umów cPPA jako instrumentu promowania energetyki lokalnej. Autor podejmuje próbę zdefiniowania tego pojęcia oraz przybliżenia najważniejszych cech takiego modelu rynku. Następnie przedstawione zostaną najważniejsze bariery prawne, które przesądzą o ograniczonym wpływie umów cPPA na promowanie lokalizowania źródeł wytwórczych w niewielkiej odległości od odbiorców. Rozważania będą odnosiły się zarówno do wariantu cPPA jako umowy dwustronnej – wyłącznie pomiędzy wytwórcą i odbiorcą, jak i umowy trójstronnej – z udziałem przedsiębiorstwa obrotu. W wyniku przeprowadzonych analiz autor stawia tezę o ograniczonym wpływie tej instytucji na promowanie energetyki lokalnej.

Słowa kluczowe: cPPA; PPA; umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej; energetyka lokalna; energetyka rozproszona; sprzedaż energii elektrycznej; odnawialne źródła energii.

JEL: K230

I. Wprowadzenie

Zwrot cPPA to akronim angielskiego wyrażenia *corporate power purchase agreement*. Określenie to wykorzystywane jest jako zbiorcze oznaczenie umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł zawieranych bezpośrednio pomiędzy jej wytwórcami oraz odbiorcami końcowymi. Instytucja ta zyskała szczególną popularność na przełomie lat 2019 i 2020¹. Do

* Doktorant w zakładzie Publicznego Prawa Gospodarczego Uniwersytetu Wrocławskiego; adres e-mail: krzysztof.szczesniak@uwr.edu.pl; ORCID: 0000-0001-8052-4311.

¹ O popularności dużym zainteresowaniu tego rodzaju umowami może świadczyć duża liczba opracowań publikowanych przez think-tanki zajmujące się tematyką energetyczną m.in. Instytut Jagielloński czy Fundacja RE-Source Poland Hub.

umów zakupu energii odnawialnej odnoszą się również postanowienia dyrektywy RED II². Będąc jednak przede wszystkim wytworem praktyki prawa termin cPPA nie jest rozumiany jednolicie. Wykorzystywany jest raczej jako zbiorcze oznaczenie nowego rodzaju alternatywnych, tańszych sposobów organizacji zaopatrzenia w „zieloną” energię elektryczną. Niniejszy artykuł stanowi próbę ustalenia czy umowy cPPA, wpisując się w szerszy trend transformacji energetycznej, mogą przyczynić się do rozwoju energetyki lokalnej.

W tym celu, w pierwszej kolejności przybliżone zostaną wątpliwości co do znaczenia terminu „energetyka lokalna”. Następnie autor przedstawi koncepcję modelu kontraktowania cPPA oraz udzieli odpowiedzi na pytanie, czy możliwe jest zawieranie tego rodzaju umów jako umów dwustronnych pomiędzy wytwórcą i odbiorcą, bez udziału przedsiębiorstwa obrotu. Wnioski z tej części pracy odpowiadają na pytanie, czy umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej zawierane przez odbiorców końcowych bezpośrednio z wytwórcami stanowią istotne *novum* w stosunku do obecnie funkcjonującego modelu zaopatrzenia oraz czy przy obowiązującym stanie prawnym są rzeczywiście możliwe do wdrożenia bez udziału spółki obrotu. Wyjaśnienie najważniejszych pojęć oraz ustrukturyzowanie budzących wątpliwości zagadnień umożliwi weryfikację głównej hipotezy niniejszego artykułu jaką jest ocena możliwości traktowania tego rodzaju umów jako instrumentu promowania energetyki lokalnej.

II. Pojęcie „energetyki lokalnej”

Tworzenie i rozwijanie konkurencji w sektorach infrastrukturalnych jest podstawą i istotą działań państwa wobec gospodarki, wykonywaną w ramach funkcji regulacyjnej (Szydło, 2005, s. 88). Wraz ze stopniową liberalizacją wzrośnie liczba uczestników rynku energii elektrycznej, w tym jej wytwórców, co powinno wiązać się z zapewnieniem wysokiej jakości świadczonych usług oraz obniżeniem cen (Szafranski, 2014, s. 189). Stopniowo jednak na pierwszy plan zaczęły wysuwać się również zadania związane z ochroną środowiska i dekarbonizacją, przede wszystkim poprzez rozwój odnawialnych źródeł energii. Obecne cele związane z rozwojem zielonych technologii dyrektywa RED II wyznacza na poziomie 32% końcowego zużycia energii brutto do 2030 roku. Przedstawione powyżej podstawy europejskiej polityki energetycznej nie wyjaśniają jednak znaczenia pojęcia „energetyka lokalna”. Przede wszystkim nie jest to pojęcie języka prawnego. Ponadto często stosowane są również inne, podobne pojęcia, jak „energetyka rozproszona”, „energetyka obywatelska” (Roberts, Bodman i Rybski, 2015), a nawet „rozproszona energetyka obywatelska”³. Mówi się również o „energetyce zdecentralizowanej”⁴. Brak ścisłego rozgraniczenia prowadzi do pytań, czy pojęcia te odnoszą się do tego samego zjawiska. Na problem ze zdefiniowaniem pojęcia „energetyki lokalnej” zwracał uwagę w swojej monografii m.in. M. Szyrski (2019, s. 38).

Próbując przynajmniej zarysować ramy problemu, należy jednak cofnąć się do jednej z pierwszych polskich publikacji poruszających tematykę energetyki rozproszonej, w której definiowano

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11.12.2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE 2018 L 328/82).

³ Określenia „energetyka rozproszona”, „energetyka obywatelska” oraz „rozproszona energetyka obywatelska” pojawiają się m.in. w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. Zob. obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 2021 r. poz. 264) str. 27.

⁴ Zob. motyw 65) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11.12.2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

zjawisko „zmiany paradygmatu rozwojowego energetyki”. Jest to proces przechodzenia z energetyki typu WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna) – funkcjonującej jeszcze w dużej mierze w oparciu o kategorię użyteczności publicznej – na energetykę typu URE (Urządzenia Energetyki Rozproszonej), opartą na indywidualnym zaspokajaniu potrzeb przez samych zainteresowanych (Popczyk, 2011, s. 27). Chodziło tu m.in. o odejście od wielkich kapitałochłonnych inwestycji w duże źródła wytwórcze w stronę rozproszonego wytwarzania. Nie jest oczywiście tak, że jeden z tych formatów całkowicie zastąpi drugi, ale raczej będą się one uzupełniać, przy czym znacznie wzrośnie znaczenie zarządzania energią względem jej wytwarzania. Warunkiem rozwoju tego rodzaju technologii miałyby być jednak rozwój inteligentnych sieci dystrybucyjnych tzw. *smart grids* (Popczyk, 2011, s. 11 i n.).

O energetyce lokalnej mówi się również w podstawowym akcie planistycznym sektora energetycznego, jakim jest polityka energetyczna państwa. Dokument ten obejmuje okres nie krótszy niż 20 lat. Rada Ministrów powinna sporządzać go co 4 lata. Obecna Polityka energetyczna Polski do 2040 r., przyjęta z 2-letnim opóźnieniem została ostatecznie opublikowana w Monitorze Polskim 10 marca 2021 roku. W kilku miejscach dokument ten odnosi się do rozwoju energetyki lokalnej, obywatelskiej i rozproszonej. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. opiera się na trzech filarach. Filar drugi – zeroemisyjny system energetyczny ma zostać oparty m.in. na rozwoju energetyki lokalnej i obywatelskiej. Więcej wniosków można wyciągnąć z lektury celów szczegółowych. Interesujące wydają się zwłaszcza prognozy przedstawione w ramach celu szóstego – rozwoju odnawialnych źródeł energii. Warto w tym miejscu zacytować ten fragment w całości – „Rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie potencjału OZE na poziomie lokalnym, a także na ograniczenie strat w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej, które występują w przypadku dużego oddalenia od siebie miejsc wytwarzania energii od miejsc odbioru. Energetyka rozproszona, oparta o instalacje o stosunkowo niewielkich mocach, stanowi podstawę rozwoju lokalnego wymiaru energetyki i nadaje transformacji energetycznej partycypacyjny charakter”⁵. Wskazuje się więc, że docelowym, choć wciąż nieco odległym modelem dla energetyki rozproszonej jest niezależność od dostaw z krajowego systemu energetycznego. Energetyka rozproszona (obywatelska, lokalna) miałyby samodzielnie się bilansować i osiągnąć wysoki stopień autonomii energetycznej. Na obecnym etapie podmioty te muszą jednak pozostać przyłączone do sieci, choć postulowane jest stworzenie odrębnych mechanizmów rozliczania i korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

Z kolei na poziomie Unii Europejskiej dyrektywa RED II nie używa pojęć „energetyki lokalnej i rozproszonej”. Niewątpliwie jednak dostrzega i promuje zjawisko decentralizacji wytwarzania oraz lokalizowania źródeł blisko odbiorców⁶. W tym kontekście istotną instytucją wydają się być również społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej, co do których w art. 2 pkt 16) lit. a) wyraźnie wskazano, że jednostki odnawialnych źródeł energii zasilające odbiorców – członków takiej wspólnoty, powinny być lokalizowane w możliwie niewielkiej odległości.

⁵ Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 2021 r. poz. 264) str. 67.

⁶ Zob. motyw 65) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11.12.2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Choć trudno tu o osiągnięcie zadowalającego poziomu ścisłości, z przedstawionych powyżej stanowisk można wyciągnąć wniosek, że energetyka rozproszona oraz energetyka lokalna rozumiane są w sposób podobny. Pojęć tych nie należy traktować autonomicznie, ponieważ służą do opisanie innych aspektów szerszego zjawiska. Jest nim widoczny w ramach transformacji energetycznej trend – wzrost liczby wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (decentralizacja) oraz lokowanie ich w bezpośredniej bliskości od miejsca odbioru. Takie zapatrywania wydają się bliskie koncepcji zaprezentowanej przez J. Popczyka, ale także M. Szyrskiego. Przymiotnik „rozproszona” odnosiłby się zatem do liczby i rozmiaru źródeł wytwórczych. Natomiast określenie „lokalna” oznaczałoby lokalizację tych źródeł w pobliżu miejsc poboru energii.

III. Pojęcie „umowy cPPA”

Jeżeli dwie opisane powyżej cechy – rozproszenie źródeł wytwórczych oraz lokalizowanie ich w bliskiej odległości od odbiorców – potraktować jako wyznaczniki energetyki lokalnej, to opierając się na tych dwóch kryteriach możliwa będzie ocena czy umowy cPPA przyczyniają się do rozwijania takiego modelu rynku. W tym celu niezbędne jest bardziej szczegółowe przedstawienie założeń umów cPPA oraz przedstawienie modeli kontraktowych stosowanych do wdrażania tej instytucji.

Jak wskazano na wstępie, pojęcie „cPPA” jest raczej wytworem praktyki prawa. Nie jest to pojęcie języka prawnego. W samej dyrektywie RED II pojęcie to nie występuje. Mowa jest jedynie o „umowie zakupu odnawialnej energii elektrycznej”. Zgodnie z art. 2 pkt 17 oznacza ona umowę, „(...) na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej”. Sama regulacja pozostaje jednak lakoniczna. W art. 15 dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do usunięcia nieuzasadnionych barier i ułatwienia rozpowszechniania takich umów. Z kolei w art. 21 i 22 wskazuje, że prosumenci i społeczności energetyczne powinni mieć prawo do sprzedaży energii odnawialnej m.in. właśnie w drodze umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej. Wydaje się więc, choć trudno tu o bardziej szczegółowe wnioski, że instrument ten miałby przede wszystkim służyć wsparciu podmiotów energetyki lokalnej, umożliwiając im sprzedaż nadwyżek energii w ramach własnej wspólnoty lub do podmiotów zewnętrznych. Dyrektywa nie wskazuje jednak dalszych wytycznych, pozostawiając państwu członkowskiemu swobodę w uregulowaniu tych kwestii.

Z kolei o umowach cPPA mówi się w nieco innym kontekście. Nie akcentuje się wątków związanych z prosumentami czy spółdzielniami energetycznymi. Na pierwszy plan wysuwana jest dwustronna relacja pomiędzy wytwórcą energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz odbiorcą końcowym zainteresowanym jej zakupem. Umowa ta miałaby stanowić narzędzie optymalizacji kosztów zaopatrzenia w to dobro podstawowe (z perspektywy odbiorcy) oraz sposób na znalezienie trwałego rynku zbytu (z perspektywy wytwórcy). Instrument ten kierowany jest więc raczej do podmiotów profesjonalnych – właścicieli zakładów produkcyjnych o wysokim wolumenie odbioru – aniżeli do jednostkowych prosumentów czy wspólnot. Zasadne jest więc pytanie, czy umowy cPPA rzeczywiście stanowiłyby odpowiednik umów, o których mowa w art. 2 pkt 17) dyrektywy RED II. Wydaje się, że w tej kwestii należy zachować ostrożność, a zagadnienie to mogłoby być przedmiotem dodatkowych badań. Na potrzeby niniejszego artykułu rozważania te mogą zostać pominięte.

W praktyce prezentowanych jest kilka wariantów, w jakich możliwe jest zawieranie umów cPPA bezpośrednio pomiędzy wytwórcami i odbiorcami. Pierwszy polega na lokalizowaniu instalacji wytwórczych w bezpośredniej bliskości miejsc odbioru. Wariant drugi polega na lokalizowaniu źródeł w dowolnym miejscu kraju i przekazywaniu energii za pośrednictwem sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Wariant trzeci zakłada wykorzystanie infrastruktury linii bezpośredniej, o której mowa w art. 7a prawa energetycznego⁷. W tym przypadku problemem będzie jednak status takich instalacji i urządzeń. W orzecznictwie zwraca się uwagę, że tego rodzaju systemy muszą pracować wyspowo, bez połączeń z krajowym systemem elektroenergetycznym⁸. Jednocześnie ich budowa wymaga uprzedniej zgody Prezesa URE. Jest to dodatkowa bariera administracyjna, która w praktyce uniemożliwia lub przynajmniej znacznie utrudnia stosowanie tego rozwiązania. Warianty 1–3 zakładają fizyczny transport energii elektrycznej z miejsca jej wytworzenia do miejsca jej odbioru. Zakładają one również dwustronny charakter tego rodzaju umów – zawierane byłyby wyłączenie bezpośrednio pomiędzy wytwórcami i odbiorcami. Prezentowany jest również wariant czwarty, który opiera się na finansowym rozliczeniu wytwarzania i odbioru energii elektrycznej przy udziale strony trzeciej – przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną. Z uwagi na trudności i praktyczną niemożliwość wdrożenia umów cPPA w wariantcie trzecim – linii bezpośredniej, dalsze rozważania skupią się na wariantcie pierwszym i drugim. Jak zostanie to wskazane, różnice pomiędzy nimi mają jednak znaczenie marginalne. Przedstawione zostaną także rozważania dotyczące wariantu czwartego, który w ocenie autora jest najłatwiejszy do szybkiego wdrożenia. Przy czym model ten nie jest istotnie różny od obecnie funkcjonujących zasad zaopatrzenia.

IV. Wykorzystanie sieci dystrybucyjnej

Jak zostało to wskazane, różnica pomiędzy pierwszym i drugim wariantem umowy cPPA sprowadzałaby się wyłącznie do umiejscowienia źródeł. Rozważenia wymaga więc czy obecne regulacje dotyczące wykorzystywania infrastruktury sieciowej promują budowę źródeł wytwórczych w pobliżu miejsca odbioru.

Sieć dystrybucyjna definiowana jest jako połączone i współpracujące ze sobą instalacje służące do przesyłania lub dystrybucji energii, a przy tym będące we władaniu przedsiębiorstwa energetycznego. W powiązaniu z definicją dystrybucji jako transportu energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczania odbiorcom, nasuwa się wniosek, że sieciami są wszelkiego rodzaju instalacje, które wykorzystywane są do prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na „transporcie” energii elektrycznej. O gospodarczym charakterze takiej aktywności może świadczyć m.in. pobieranie wynagrodzenia. Zwracał na to uwagę również Prezes URE w komunikacie nr 11/2018 z 1 lutego 2018 roku⁹. Stanowisko to odnosiło się do praktyki właścicieli obiektów wielolokalowych (galerii handlowych, apart-hoteli, prywatnych akademików), którzy w miejsce prostej refaktury kosztów dystrybucji na wszystkich użytkowników, doliczali do tego własną prowizję lub pobierali wynagrodzenie bez uzyskania statusu OSD. Przedstawione tam rozważania znajdują jednak przełożenie również na inne sytuacje.

⁷ Ustawa z 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2021, poz. 716).

⁸ Wyr. SOKiK z 24. 07.2015 r., XVII AmE 61/14 (Legalis 1751921).

⁹ Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 11/2018 z 1.02.2018 r. w sprawie zapewnienia realizacji praw przysługujących odbiorcom końcowym na rynku energii elektrycznej.

Jeżeli infrastruktura służąca do transportu energii elektrycznej nie jest własnością odbiorcy, względnie stanowi własność wytwórcy, przy czym z tytułu jej wykorzystywania pobiera on od odbiorcy dodatkową opłatę, to powinna zostać zakwalifikowana jako sieć dystrybucyjna (lub przesyłowa), a jej utrzymywanie i eksploatacja jako działalność gospodarcza w zakresie dystrybucji. To z kolei wiąże się z dalszymi problemami, ponieważ obecnie usługi dystrybucji energii elektrycznej z wykorzystaniem sieci może wykonywać wyłącznie podmiot, który uzyskał decyzję o wyznaczeniu na OSD. Uniknięcie licznych formalności i obowiązków związanych z uzyskaniem takiego statusu zachęca do skorzystania z sieci dystrybucyjnej już wyznaczonego profesjonalnego podmiotu – operatora.

W praktyce więc również w przypadku zlokalizowania instalacji wytwarzania oraz urządzeń odbiorcy w bliskiej odległości, transport energii elektrycznej będzie odbywał się przy wykorzystaniu sieci OSD, a nawet niewielka odległość nie pozwoli uniknąć ponoszenia kosztów dystrybucji. Jednocześnie stawki opłat dystrybucyjnych na obszarze działania danego operatora są stałe (tzn. nie są uzależnione od odległości od źródeł wytwarzania¹⁰, a koszt przesyłu energii na 200 m jest z punktu widzenia odbiorcy i wytwórcy taki sam, jak koszt przesyłu na 200 km). Patrząc z tej perspektywy, umowa cPPA nie stanowi instrumentu promowania wytwarzania lokalnego. Nie zachęca bowiem żadnej ze stron do umiejscowienia punktu odbioru w pobliżu miejsca wytwarzania. Wytwarzanie lokalne mogłoby natomiast przynieść korzyści dla odbiorcy, jeżeli pozwoliłoby mu uniknąć kosztów dystrybucyjnych. To jednak wiązałoby się z kolejnymi przeszkodami, np. brakiem możliwości skorzystania z systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę. O ile więc instalacja sieciowa nie stanowi własności odbiorcy, o tyle różnice pomiędzy wariantem pierwszym i drugim nie mają znaczenia praktycznego.

V. Możliwość skorzystania z systemu wsparcia OZE

Nawiązując do przedstawionych we wcześniejszej części rozważań, uniknięcie opłat dystrybucyjnych będzie możliwe, jeżeli transport energii elektrycznej nie będzie nosił znamion działalności gospodarczej polegającej na dystrybucji energii elektrycznej. To zaś byłoby możliwe, gdy właścicielem urządzeń pozostałby odbiorca¹¹ – musiałby wyłożyć własne środki na budowę instalacji łączącej go z jednostką wytwórczą. Sama skala takiego przedsięwzięcia wymuszałaby poniekąd lokalizowanie jednostki wytwórczej w pobliżu punktu odbioru. Koszty, poniesione przez odbiorcę miałyby szansę zwrócić się dzięki uniknięciu opłat dystrybucyjnych. Rozwiązanie to uniemożliwiłoby jednak wytwórcy ubieganie się o wsparcie przewidziane w ustawie o odnawialnych źródłach energii¹².

Po reformie z 2016 r. podstawowym systemem promowania odnawialnych źródeł energii jest system aukcyjny w formule *feed-in-premium*, który umożliwia uzyskanie dwóch rodzajów wsparcia – gwarancji zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego albo prawa do pokrycia ujemnego salda (Porzeżyńska, 2020, s. 216). Gwarancja zakupu przysługuje wytwórcom w instalacji o mocy zainstalowanej do 500 kW. W takim przypadku sprzedawca

¹⁰ Model rynku na którym ceny usług dystrybucji uzależnione są od lokalizacji miejsc wytwarzania i odbioru nazywany jest „rynkiem węzłowym”. Na temat koncepcji rynku węzłowego zob. m.in. Przygodzki, Gwóźdź i Wakuliński, 2019, s. 98 i n.

¹¹ Właścicielem tych urządzeń mógłby być również wytwórca przy czym, zgodnie z wcześniejszymi rozważaniami, nie mógłby w takim przypadku pobierać opłaty z tytułu wykorzystywania tej instalacji.

¹² Ustawa z 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2021, poz. 610).

zobowiązany, wyznaczany przez Prezesa URE, ma obowiązek odkupić od wytwórcy energię po cenie zadeklarowanej w aukcji. Już sama ta okoliczność może przełożyć się na zmniejszone zainteresowanie umowami cPPA. Mając zapewniony odbiór wytworzonej energii, mniejsi wytwórcy mogą nie być zainteresowani poszukiwaniem nabywcy wśród odbiorcy końcowego. Gwarancja zakupu jest jednak prawem, a nie obowiązkiem wytwórcy. Może on z niej zrezygnować i samodzielnie znaleźć nabywcę na wytworzoną energię – np. odbiorcę końcowego, jeżeli takie warunki okażą się korzystniejsze. Z punktu widzenia wdrażania umów cPPA poważniejszą przeszkodą może okazać się jednak treść art. 73 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii. Norma ta wskazuje, że pomoc publiczna w ramach aukcyjnego systemu wsparcia – prawo do pokrycia ujemnego salda oraz gwarancja zakupu przysługują wyłącznie dla energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Jeżeli energia dostarczana jest bezpośrednio do odbiorcy przy wykorzystaniu jego własnej infrastruktury, bez wykorzystywania sieci OSD, wsparcie nie zostanie udzielone. Dotyczy to instalacji zarówno o mocy poniżej 500 kW, jak i powyżej tego progu.

Powyższa konstatacja potwierdza wniosek, że w obecnym stanie prawnym umowy cPPA jedynie w ograniczonym stopniu przyczyniają się do promowania energetyki lokalnej. Brak jest bowiem czynników, które motywowałyby do lokalizowania źródeł wytwórczych w pobliżu miejsca odbioru. Dla wytwórcy i odbiorcy odległość pomiędzy ich urządzeniami jest okolicznością obojętną z punktu widzenia opłacalności przedsięwzięcia. W niektórych przypadkach, takich jak opisane powyżej zasady przyznawania wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych, próba znalezienia rozwiązań umożliwiających rezygnację z wykorzystywania sieci OSD może nawet zaburzyć rachunek ekonomiczny po stronie wytwórcy, pozbawiając go istotnej części przychodów.

VI. Obowiązek uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i obrót energią elektryczną

Dotychczas przedstawione rozważania skupiały się na barierach związanych z wdrażaniem umów cPPA oraz na ograniczeniach, które utrudniają stosowanie tego instrumentu do promowania energetyki lokalnej. Prowadzono je przy założeniu, że będzie to umowa sprzedaży energii elektrycznej zawierana bezpośrednio pomiędzy jej wytwórcą a odbiorcą końcowym, bez udziału przedsiębiorstwa obrotu. Przed przedstawieniem ostatecznych wniosków warto jednak przyjrzeć się jeszcze relacji pomiędzy wytwórcą a odbiorcą w celu ustalenia czy pominięcie przedsiębiorstwa obrotu znajduje uzasadnienie.

Nie ulega wątpliwości, że wytwórcy energii elektrycznej mogą sprzedawać wyprodukowaną energię elektryczną w ramach posiadanej koncesji na wytwarzanie, bez konieczności ubiegania się o koncesję na obrót. Obrót zgodnie z definicją zawartą w prawie energetycznym polega na zakupie energii w innych źródłach i sprzedaży jej do odbiorcy końcowego. Sprzedaż energii pochodzącej z własnego źródła, dokonywana przez wytwórcę, nie stanowi więc obrotu, a jedynie sprzedaż w związku z czym nie będzie tu wymagana dodatkowa koncesja (Muras i Swora, 2016, komentarz do art. 3 pkt 6) prawa energetycznego). Prawo energetyczne nie zakazuje zawierania umów dwustronnych, bez udziału przedsiębiorstwa obrotu. Model taki może napotkać jednak istotne trudności związane z zapewnieniem całodobowego dostępu do energii.

Truizmem jest stwierdzenie, że możliwość skorzystania z dużej części odnawialnych źródeł energii, w tym tych najbardziej rozpowszechnionych jak energia promieniowania słonecznego czy energia wiatru, uzależniona jest od zmiennych warunków atmosferycznych albo od pory doby. O ile więc wytwórca nie powinien napotkać problemów z produkcją wystarczającego wolumenu energii w ciągu dnia, o tyle rezygnacja z usług przedsiębiorstwa obrotu wymusza na nim wzięcie odpowiedzialności za równoważenie zapotrzebowania i zużycia odbiorcy. Jeżeli nie wykorzystuje on technologii pozwalającej na względnie stałą produkcję energii przez całą dobę, jak np. energię z biomasy, to brakujący wolumen będzie musiał zakupić od innych wytwórców lub na giełdzie energii. Taka działalność będzie wymagała uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną, ale może ponadto stanowić wyzwanie organizacyjne i logistyczne. Przedsiębiorstwa obrotu są dużymi, wyspecjalizowanymi podmiotami, które posiadają wiedzę i narzędzia pozwalające na w miarę precyzyjną prognozę zużycia oraz elastyczne gospodarowanie nadwyżkami i niedoborami energii. Dla właściciela stosunkowo niedużej instalacji fotowoltaicznej, z uwagi na skalę prowadzonej działalności, może to okazać się zadaniem trudnym, a nawet nieopłacalnym. Wytwórca będzie musiał więc samodzielnie wejść w rolę spółki obrotu energią elektryczną.

Wydaje się więc, że choć umowy dwustronne pomiędzy wytwórcą a odbiorcą są dopuszczalne, to komplikacje związane z wdrożeniem umowy cPPA w wariantach pierwszym i drugim mogą niweczyć szansę na powodzenie całego przedsięwzięcia. Brakuje uzasadnienia dla rezygnacji z usług przedsiębiorstwa obrotu, przynajmniej jeżeli wolumen odbioru energii nie jest wystarczająco duży, aby wytwórca samodzielnie wszedł w tę rolę. Rozwiązaniem mogłoby być zawieranie umowy trójstronnej z udziałem wszystkich trzech zainteresowanych, zgodnie ze wspomnianym wcześniej wariantem czwartym. Przedsiębiorstwo obrotu odkupywałoby cały wolumen energii od wytwórcy i dostarczało go do odbiorcy, a w porze nocnej lub innych okresach o zmniejszonej generacji gwarantowałaby dopływ prądu z innych źródeł. Rozliczenie odbywałoby się według wcześniej ustalonego wzoru finansowego. Przykładowo za energię pobraną w ramach wolumenu produkcji wytwórcy, odbiorca płaciłby cenę niższą niż ta zapewniana przez przedsiębiorstwo obrotu od innych podmiotów. Korzyść dla przedsiębiorstwa obrotu mogłaby polegać na pobraniu dodatkowej premii za dostarczanie energii w porze nocnej oraz na możliwości swobodnego dysponowania nadwyżkami wytworzonej energii. Szczegółowe zasady funkcjonowania rozliczeń musiałby zostać ustalone pomiędzy stronami.

Wariant czwarty cPPA jako umowy trójstronnej, choć najłatwiejszy do wdrożenia, nie różniłby się jednak znacząco od dotychczasowego modelu rynku. Nowością mogłoby być zawieranie umowy trójstronnej w miejsce umowy dwustronnej (przedsiębiorstwo obrotu – odbiorca) oraz rozliczenie powiązane z wolumenem produkcji wytwórcy. Mechanizm ten w większym stopniu niż dotychczas wiązałby odbiorców energii i jej wytwórców. Niemniej jednak również i w tym modelu brakuje wyraźnej zachęty do lokalizowania źródeł wytwórczych w bezpośredniej bliskości punktów odbioru. Natomiast działalność przedsiębiorstwa obrotu jako podmiotu odpowiedzialnego za nieprzerwany dopływ energii mogłaby pomóc w kojarzeniu wytwórców i odbiorców zlokalizowanych w dowolnych częściach kraju. Motywacja do lokalnego wytwarzania energii byłaby nawet mniejsza niż przy wariantach pierwszym i drugim.

VII. Podsumowanie

Przeprowadzone rozważania prowadzą do wniosku o ograniczonej możliwości wykorzystania umów cPPA dla promowania energetyki lokalnej. Za wyznaczniki energetyki lokalnej mogą być poczytywane lokalne wytwarzanie – umiejscowienie źródeł wytwórczych w pobliżu miejsca odbioru oraz rozproszone wytwarzanie – duża liczba niewielkich źródeł wytwórczych. Żaden z przedstawionych modeli nie motywuje jednak do lokalnego wytwarzania. Z punktu widzenia stron umowy odległość pomiędzy ich instalacjami jest czynnikiem obojętnym, który nie powinien wpływać na podejmowane decyzje. Nie przysparza bowiem żadnej korzyści, ponieważ koszt przesyłu lub dystrybucji nie jest uzależniony od odległości na jaką energia jest transportowana. Jednocześnie próba budowy własnej infrastruktury do transportu energii elektrycznej, bez wykorzystywania sieci OSD, która faktycznie wymuszałaby niewielkie odległości pomiędzy instalacjami pozbawiałaby wytwórcę istotnego źródła przychodów. Przyznanie pomocy publicznej w ramach aukcyjnego systemu wsparcia wymaga bowiem wprowadzenia energii do sieci OSD. Wysoce prawdopodobne jest więc, że dla podmiotów zainteresowanych podpisaniem takiej umowy, odległość wzajemnych instalacji będzie miała znaczenie marginalne, a umowy cPPA w ograniczonym stopniu zmienią taki stan rzeczy.

Przedstawione powyżej ograniczenia w największym stopniu dotyczą umów cPPA jako umów dwustronnych, zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcami i odbiorcami energii elektrycznej. Jak zostało to jednak wskazane najłatwiejszym do wdrożenia modelem cPPA jest wariant oparty na trójstronnej umowie pomiędzy wytwórcą, odbiorcą a przedsiębiorstwem obrotu. Pozwoliłoby to uniknąć obciążenia wytwórcy obowiązkami związanymi z zagwarantowaniem dostępu do energii w godzinach, w których jednostka OZE nie może pracować. Jest to rozwiązanie w skutkach bardzo zbliżone do dzisiejszego modelu funkcjonowania rynku, a element nowości polegałby na nietypowej formule cenowej opartej na trójstronnym rozliczeniu dostarczanej energii, powiązanej z wolumenem produkcji instalacji wytwórcy. Niemniej również i w takim rozwiązaniu widoczny jest brak zachęt do lokalnego wytwarzania. Działalność spółki obrotu w powiązaniu z kształtem rynku opartym na modelu „miedzianej płyty” umożliwia kojarzenie właściwie dowolnych wytwórców i odbiorców z terenu całego kraju.

W ocenie autora umowy cPPA, przy obecnym stanie prawnym, nie przyczynią się do zbliżenia wytwarzania energii do miejsc jej odbioru. Za taki stan rzeczy odpowiadają uregulowania prawa energetycznego, które koncentrują się na uregulowaniu zasad dostarczania energii elektrycznej przy wykorzystaniu infrastruktury sieciowej. Szansą na zwiększenie skali lokalnego wytwarzania mogą być potencjalnie rozwiązania oparte na samodzielnym wytwarzaniu energii przez jej odbiorców. Umowy cPPA mogą jednak przyczynić się do wzrostu decentralizacji rynku. Ich koncepcja powstała z myślą o poszukiwaniu nowych modeli kontraktowych dla zagospodarowania dużej ilości energii z niewielkich źródeł OZE. Mogą one stanowić atrakcyjny model prowadzenia działalności gospodarczej umożliwiający potencjalne korzyści finansowe dla wszystkich zainteresowanych (tańsza energia dla odbiorcy, możliwość sprzedaży nadwyżek energii na giełdzie przez spółkę obrotu, stały rynek zbytu dla wytwórcy), co może przelożyć się na popularyzację rozproszonego wytwarzania energii. Zdaniem autora jedynie w takim aspekcie możliwe jest postrzeganie umów cPPA jako instrumentu promowania energetyki lokalnej.

Bibliografia

- Muras, Z. i Swora, M. (2016). *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, wyd. II*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Popczyk, J. (2011). *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Warszawa: Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki. Pozyskano z: https://www.cire.pl/pliki/2/e_rozpr_popczyk.pdf.
- Porzeżyńska, M. (2020). *Pomoc państwa na produkcję energii ze źródeł odnawialnych w prawie Unii Europejskiej*. Warszawa: C.H. Beck.
- Przygodzki, M., Gwóźdź, R. i Wakuliński, Ł. (2019). Węzłowe i strefowe rozwiązania modelu rynku energii elektrycznej. *Przegląd Elektrotechniczny*, 10. <http://doi.org/10.15199/48.2019.10.21>.
- Roberts, J., Bodman, F. i Rybski, R. (2015). *Energetyka obywatelska: modelowe rozwiązania prawne promujące obywatelską własność odnawialnych źródeł energii*. Warszawa: ClientEarth. Pozyskano z: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2015-06-01-energetyka-obywatelska-ce-pl.pdf>.
- Szafrański, A. (2014). *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji*. Warszawa: C.H. Beck.
- Szydło, M. (2005). *Regulacja sektorów infrastrukturalnych jako rodzaj funkcji państwa wobec gospodarki*. Warszawa: Wydawnictwo Prawo i Praktyka Gospodarcza.
- Szyrski, M. (2019). *Energetyka lokalna. Studium administracyjnoprawne*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe UKSW.