

**Inwestycje infrastrukturalne i ochrona środowiska  
w prawie energetycznym**



UNIWERSYTET IM. ADAMA MICKIEWICZA W POZNANIU  
SERIA PRAWO NR 187

# Inwestycje infrastrukturalne i ochrona środowiska w prawie energetycznym

Redakcja naukowa

KRYSTIAN ZIEMSKI I PIOTR LISSOŃ



POZNAŃ 2014

ABSTRACT. Lissoń Piotr, Ziemiński Krystian, *Investycje infrastrukturalne i ochrona środowiska w prawie energetycznym* [Infrastructure investments and environmental protection in energy law]. Adam Mickiewicz University Press, Poznań 2014. Pp. 210. Seria Prawo nr 187. ISBN 978-83-232-2770-0. ISSN 0083-4262. Polish text with a summary in English.

The long-awaited, major amendment to the Energy Law of July 2013, which was to lead to implementing the new solutions that were adopted by the European legislator in 2009 (the so-called "energy three-pack") within Polish legislation, has re-regulated a range of the existing energy law solutions and institutions, thus simultaneously introducing completely new solutions that were not used in Polish law before. In fact, due to the scope and importance of these changes, it can be said that a completely new energy law has been introduced in Poland; it was not merely a modification to the existing law, even though these changes were introduced by means of an amendment. This monograph is a collection of complementary articles which deal with important matters that have been particularly affected by the amendment to energy law. The monograph not only attempts to present a general evaluation of this amendment; it also discusses in detail the following matters: regulations concerning the status of the industrial customer and the vulnerable customer, issues related to introducing which is meant to support investment in new sources of energy production, and the issue of barriers to developing energy infrastructure as well as to adding new, especially renewable, sources of energy.

Piotr Lissoń, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego, al. Niepodległości 53, 61-714 Poznań, Poland

Krystian Ziemiński, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Zakład Prawa Administracyjnego i Nauki o Administracji, al. Niepodległości 53, 61-714 Poznań, Poland

Recenzent: *prof. dr hab. Anna Walaszek-Ryzioł*

© Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu,  
Wydawnictwo Naukowe UAM, Poznań 2014

Projekt okładki: *Ewa Wąsowska*

Redaktor: *Renata Filipowicz*

Redaktor techniczny: *Dorota Borowiak*

Łamanie komputerowe: *Danuta Kowalska*

ISBN 978-83-232-2770-0

ISSN 0083-4262

WYDAWNICTWO NAUKOWE UNIwersytetu IM. ADAMA MICKIEWICZA W POZNANIU  
61-701 POZNAŃ, UL. A. FREDRY 10  
www.press.amu.edu.pl  
Sekretariat: tel. 61 829 46 46, faks 61 829 46 47, e-mail: wyd nauk@amu.edu.pl  
Dział sprzedaży: tel. 61 829 46 40, e-mail: press@amu.edu.pl

Wydanie I. Ark. wyd. 15,75. Ark. druk. 13,125

DRUK I OPRAWA: UNI-DRUK, LUBOŃ, UL. PRZEMYSŁOWA 13

# Spis treści



|   |     |
|---|-----|
| <b>Wprowadzenie</b> .....   | 7   |
| KRYSTIAN ZIEMSKI<br><i>Próba oceny Ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. nowelizującej ustawę Prawo energetyczne</i> .   | 11  |
| MARIUSZ SWORA, ZDZIŚŁAW MURAS<br><i>Status odbiorcy przemysłowego w świetle ustawy Prawo energetyczne</i> .....   | 35  |
| PIOTR CIOŁKOWSKI, MICHAŁ ANDRUSZKIEWICZ<br><i>Rozbudowa infrastruktury sieciowej z punktu widzenia inwestora – zarys problematyki prawnej w świetle rozwiązań proponowanych w projekcie ustawy o korytarzach przesyłowych</i> ..... | 51  |
| JACEK ZIMMER-CZEKAJ<br><i>Prawne aspekty wdrażania rynku mocy jako wsparcia dla budowy źródeł wytwarzania w sektorze elektroenergetycznym – zarys problematyki</i> .....  | 71  |
| PIOTR TATARKIEWICZ<br><i>Konkurencja przedsiębiorstw energetycznych o uzyskanie dostępu do gminnych dróg publicznych na potrzeby posadowienia sieci energetycznych w Republice Federalnej Niemiec</i> .....                         | 93  |
| JAKUB POKRZYWNIAK<br><i>Przyłączanie odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznych po nowelizacji ustawy Prawo energetyczne z dnia 26 lipca 2013 r.</i> ....   | 111 |
| FILIP ELŻANOWSKI, JACEK PIECHA<br><i>Morskie farmy wiatrowe – analiza wybranych problemów w procesie inwestycyjnym</i> ....   | 123 |
| BARTŁOMIEJ DERSKI<br><i>System wsparcia produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – kierunki zmian</i> .....   | 135 |

---

|   |            |
|---|------------|
| PIOTR CIOŁKOWSKI, MICHAŁ ANDRUSZKIEWICZ<br><i>Przyłączanie odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej z punktu widzenia inwestora – zarys najczęściej napotykanym problemów prawnych .....</i> | 155        |
| MACIEJ M. SOKOŁOWSKI<br><i>Podstawy prawne poprawy efektywności energetycznej w Unii Europejskiej .....</i>   | 187        |
| <b>Informacja o autorach .....</b>  | <b>209</b> |
| <b>Infrastructure investments and environmental protection in energy law (Summary)</b>  | <b>210</b> |

# Wprowadzenie



Problematyka szeroko rozumianego prawa energetycznego stanowi przedmiot nieustannych analiz. Wymuszone są one z jednej strony obszernością i stopniem złożoności regulacji prawa energetycznego, z drugiej – zmieniającymi się, kształtującymi rozwiązania krajowe regulacjami europejskimi. Pakiet Dyrektyw przyjętych przez Komisję Europejską i Radę w 2009 r.<sup>1</sup>, zobowiązał prawodawców państw członkowskich do ich implementacji do prawa krajowego. Próby takiej implementacji dokonano w Polsce dopiero pod naciskiem Komisji Europejskiej w lipcu 2013 r.<sup>2</sup>, drogą nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, którą to nowelizacją wprowadzono cały szereg zupełnie nowych rozwiązań, jak również szereg modyfikacji rozwiązań dotychczasowych.

Monografia stanowi zbiór tematycznie powiązanych opracowań, przedmiotem których są najważniejsze zagadnienia z zakresu szeroko rozumianego prawa energetycznego. Autorzy, poruszając wybrane zagadnienia, uwzględniają sytuację powstałą w wyniku nowelizacji Ustawy Prawo energetyczne, dokonanej w lipcu 2013 roku.

Próbie ogólnej oceny nowelizacji i powstałego w jej wyniku nowego prawa energetycznego podjął prof. UAM dr hab. K. Ziemiński w opracowaniu stanowiącym niejako wprowadzenie w problematykę.

W opracowaniu autorstwa dr. hab. M. Swory oraz dr. Z. Murasa poruszone zostały kwestie statusu odbiorcy przemysłowego. Jest to nowy twór wprowadzony do Ustawy Prawo energetyczne, a szczególne zainteresowanie autorzy zwrócili na relację pomiędzy koncepcją odbiorcy przemysłowego a koncepcją odbiorcy energochłonnego, wyodrębnionego przez ustawodawcę ze względu na kryterium zużycia energii elektrycznej oraz udziału jej kosztów w produkcie właściwym. Autorzy w opracowaniu wskazują uza-

---

<sup>1</sup> Bliżej na temat tych aktów patrz opracowanie K. Ziemińskiego, s. 7 i nast.

<sup>2</sup> Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2013 poz. 984.

sadnienie dla wprowadzenie tego typu regulacji oraz podejmują próbę jej oceny. W opracowaniu szeroko uwzględniono aspekty statusu odbiorcy energochłonnego w świetle prawa unijnego, a także relacje pomiędzy pojęciami *odbiorca energochłonny* a *odbiorcą przemysłowym* w prawie krajowym. W świetle dokonanych ustaleń zaprezentowano pojęcie odbiorcy przemysłowego w Ustawie Prawo energetyczne, wskazując jaką rolę odgrywa kryterium energochłonności dla określenia statusu odbiorcy przemysłowego w Ustawie Prawo energetyczne.

W opracowaniu P. Ciołkowskiego oraz M. Andruszkiewicza dotyczącym korytarzy przesyłowych poruszono zagadnienia od dawna wymagające uregulowania, jako bardzo istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, w tym bezpieczeństwa dostaw energii. Zagadnieniami szczególnie interesującymi autorów są kwestie ograniczeń możliwości budowy oraz modernizowania infrastruktury sieciowej z punktu widzenia inwestorów.

Opracowaniami stanowiącymi w wielu aspektach dopełnienie zagadnień dotyczących nowelizacji prawa energetycznego są: praca dr J. Pokrzywniaka, który przedmiotem publikacji uczynił kwestie dotyczące przyłączania odnawialnych źródeł energii oraz kolejny tekst autorstwa P. Ciołkowskiego i M. Andruszkiewicza także poświęcone problematyce przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii, doniosłej z punktu widzenia potencjalnych inwestorów.

Z opracowaniami powyższymi tematycznie powiązana jest praca dr F. Elżanowskiego oraz J. Piechy, w której autorzy skoncentrowali się na najistotniejszych barierach inwestycyjnych dotyczących budowy morskich farm wiatrowych. Kwestie czy inwestować w fermy wiatrowe oraz w jaki sposób pogodzić sprzeczne interesy będące przedmiotem ochrony prawa europejskiego od dawna są dyskutowane w Polsce. W publikacji poruszane są także zagadnienia bardziej szczegółowe, istotne z punktu widzenia osiągnięcia zamierzeń prawodawcy unijnego.

Tekst B. Derskiego dotyczy systemu wsparcia OZE w świetle obecnych rozwiązań. W opracowaniu dokonano próby oceny skuteczności tego systemu.

Problemami omawianymi w niniejszej pracy są także niezwykle istotne, choć dotychczas niedoceniane jako przedmiot zainteresowań doktryny, zagadnienia takie jak wdrażanie rynku mocy jako instrumentu mającego wspierać budowę nowych źródeł wytwarzania w sektorze elektroenergetycznym autorstwa J. Zimmer-Czekaja. Autor opracowania na ten temat zaprezentował wnikliwą i szeroko uargumentowaną analizę zagadnienia.

Na końcu wreszcie wskazać należy na opracowanie M. Sokołowskiego w którym poruszane są kwestie oceny regulacji prawnych mających służyć poprawie efektywności energetycznej w Unii Europejskiej oraz tekst autorstwa P. Tatarkiewicza, przedmiotem którego jest sprawa dostępu do gminnych dróg publicznych na potrzeby lokowania sieci energetycznych – na przykładzie rozwiązań przyjętych w Republice Federalnej Niemiec.

Redaktor naukowy  
*prof. UAM dr hab. Krystian Ziemiński*



KRYSTIAN ZIEMSKI



## **Próba oceny Ustawy z dnia 26 lipca 2013<sup>1</sup> r. nowelizującej ustawę Prawo energetyczne<sup>2</sup>**

W 2009 roku Parlament Europejski przyjął pakiet dyrektyw dotyczących szeroko rozumianego wspólnotowego prawa energetycznego, obejmujący;

- Dyrektywę Parlament Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE;
- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE;
- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE,

wskazujących wprost, że uchylane dyrektywy z 2003 roku nie spełniły oczekiwań w licznych obszarach.

Dyrektywy te de facto wymusiły rozpoczęcie (nie tylko przez polskiego prawodawcę) prac legislacyjnych nad projektem nowej ustawy Prawo energetyczne oraz koniecznymi zmianami innych tego wymagających ustaw, celem dokonania wskazywanej implementacji prawa europejskiego. Od kilku lat wskazywano, że prowadzone prace legislacyjne nad nową ustawą jakoby zmierzają do ich zakończenia, a jednocześnie co roku okazywało się,

---

<sup>1</sup> Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. 2013, poz. 984.

<sup>2</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz. U. 1997, nr 54, poz. 348.

że nowa ustawa Prawo energetyczne nadal, z bliżej nieokreślonych powodów, nie została przyjęta.

Równolegle, jak się okazuje pod naciskiem Komisji Europejskiej, prowadzone były prace legislacyjne zmierzające do skorygowania dotychczasowego stanu prawnego drogą kolejnych nowelizacji, uwieńczonych obszerną zmianą ustawy Prawo energetyczne [upe] wprowadzoną wskazaną w tytule ustawą nowelizującą. Sprawą niezrozumiałą jest dlaczego wbrew uregulowanym (rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów) zasadom techniki prawodawczej [ZTP]<sup>3</sup>, powszechnie znanym wśród prawników, zwłaszcza legislatorów, po raz kolejny dokonano nowelizacji ustawy wielokrotnie już obszernie nowelizowanej, a przez to od dawna nieczytelnej. Najwyraźniej wskazuje to, że prace nad nową ustawą albo nie były w dostatecznym stopniu zaawansowane, albo też były one celowo wstrzymywane, z uwagi na brak decyzji dotyczących podstawowych kwestii, które mają być nową ustawą uregulowane. Potwierdzeniem tego iż zmiany, wobec toczących się prac legislacyjnych nad nową ustawą, z założenia mające charakter prowizoryczny, nie zostaną w dającej się przewidywać przyszłości zastąpione nową regulacją prawną jest chociażby termin wejścia w życie niektórych przepisów ustawy nowelizującej [un]. Mam tutaj na uwadze w szczególności postanowienia art. 1 pkt 2 un obejmującego dodany do upe art. 4e<sup>1</sup>, który ma wejść w życie dopiero z dniem 28 sierpnia 2014 roku.

Przypomnieć tutaj należy brzmienie § 84 ZTP – w myśl którego, o ile zamierzone zmiany w ustawie miałyby być liczne albo miałyby naruszać konstrukcję lub spójność ustawy lub gdy ustawa była już poprzednio wielokrotnie nowelizowana, opracowuje się projekt nowej ustawy. Wszystkie powyższe przesłanki, określone alternatywnie w § 84 ZTP jako uzasadniające przystąpienie do sporządzenia nowej ustawy, zostały w odniesieniu do upe spełnione. Dotyczy to zarówno skali wprowadzonych ustawą z dnia 26 lipca 2013 r. zmian, jak i naruszenia przez kolejne nowelizacje, w tym nowelizację ostatnią, konstrukcji upe. Podkreślić należy, że upe była już uprzednio szeroko nowelizowana i już wówczas należało, stosownie do § 84 ZTP rozważyć konieczność opracowania nowej ustawy.

Powyższe, choć ogólne, to jednak bardzo istotne zastrzeżenia w zupełności wystarczają jako uzasadnienie dla zintensyfikowania prac nad nową ustawą Prawo energetyczne, zamiast ponownie ingerować w ustawę starą, z ewidentnym łamaniem wszelkich reguł prawidłowej techniki legislacyjnej. Ustawa Prawo energetyczne pochodzi z 1997 roku, jednak sam

---

<sup>3</sup> Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie Zasad techniki prawodawczej, Dz. U. 2002, nr 100, poz. 908.

fakt, że jest to ustawa z kilkunastoletnim stażem nie może rzecz jasna stanowić dostatecznej podstawy do dokonywania w niej zmian. Pamiętać jednak należy, że w 2004 roku Polska stała się członkiem Wspólnoty Europejskiej i już w momencie przystępowania do struktur europejskich upe nie uwzględniała wymogów określonych Dyrektywami z 2003 roku, które przecież z przyczyn obiektywnych w 2009 roku ocenione zostały przez Parlament Europejski jako nie spełniające wymogów i potrzeb rynku wspólnotowego, i w efekcie zastąpione zostały pakietem wskazanych powyżej Dyrektyw z roku 2009. Regulacja z 1997 r. w wielu aspektach nie odpowiadała zatem wymogom europejskim już w chwili akcesji Polski do Wspólnoty Europejskiej, co wobec nowych uregulowań unijnych pogłębiło się jeszcze w roku 2009, a wszelkie, o różnym stopniu udatności, próby poprawienia tego stanu rzeczy drogą kolejnych nowelizacji skazane były z istoty swej na niepowodzenie, a w każdym razie nie mogły zostać zwieńczone pełnym sukcesem. Nawet przyjmowana koncepcja tzw. interpretacji dynamicznej, a więc uwzględniającej wiedzę i oceny dające się przypisać prawodawcy racjonalnemu z chwili dokonywania interpretacji, nie w pełni zapewnia prawidłowe funkcjonowanie prawa energetycznego jako instrumentu mającego kształtować zachowania uczestników szeroko rozumianego rynku energii w sposób pożądany z punktu widzenia realizacji naczelnych wartości (zasad) wskazanych w preambułach dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/ oraz 2009/73/ (dalej odpowiednio pd 72 oraz pd 73).

Przywołać tutaj należy w szczególności zasady, takie jak: bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej (pkt 5 pd 72 ); wspieranie konkurencyjności na rynku wspólnotowym, stwarzanie zachęt do inwestowania w nowe moce wytwórcze (pkt 6 pd 72); stworzenie równych warunków działania dla wszystkich przedsiębiorców energetycznych mających siedzibę we wspólnocie (pkt 7 pd 72 oraz pkt 5 pd 73); zagwarantowanie dostaw energii po najbardziej konkurencyjnej cenie (pkt 8 pd 72); skuteczny rozdział sieci od działalności w zakresie wytwarzania i dostaw (pkt 9 pd 72 oraz pkt 6 pd 73); wprowadzenie zasady skutecznego rozdziału drogą zapewnienia, aby podmioty wytwarzające i dostarczające energię nie kontrolowały i nie wykonywały jakichkolwiek praw względem operatora systemu przesyłowego i systemów przesyłowych (i odwrotnie – pkt 11 pd 72 oraz pkt 8 pd 73); zapewnienie dużym odbiorcom, nie będącym gospodarstwami domowymi, możliwości wyboru dostawców oraz zawarcia umów z kilkoma dostawcami (pkt 20 pd 72 oraz pkt 17 pd 73); zapewnienie skutecznego rozdziału przy zachowaniu zasady niedyskryminacji między sektorem publicznym i prywatnym (pkt 23 pd 72 oraz pkt 20 pd 73); zapewnienie skutecznego rozdziału prawnego i funkcjonalnego jako niezbędnego dla niedyskryminacyjnego

dostępu do sieci dystrybucyjnej drogą wyraźnego określenia zasad rozdziału, właściwego ich wdrażania i monitorowania (pkt 26 pd 72 oraz pkt 25 pd 73); stosowanie zachęt do modernizacji sieci dystrybucyjnych (pkt 27 pd 72); w razie konieczności zwolnienie małych operatorów systemów dystrybucyjnych z wymogu rozdziału dystrybucji celem uniknięcia nieproporcjonalnie dużych obciążeń finansowych i administracyjnych (pkt 29 pd 72 oraz pkt 27 pd 73); zapewnienie proporcjonalności procedur i obciążeń administracyjnych do wielkości potencjału oddziaływania producentów energii elektrycznej na rynek (pkt 31 pd 72); zapewnienie przejrzystych i niedyskryminacyjnych taryf za dostęp do sieci (pkt 32 pd 72); spełnienie wymogu ustanowienia organów regulacyjnych posiadających szczególne uprawnienia z zapewnieniem im niezależności od rządu i odpowiednio szerokich kompetencji oraz swobody ich wykonywania (pkt 33 pd 72 oraz pkt 29 pd 73); zapewnienie organom regulacyjnym możliwości podejmowania decyzji we wszystkich istotnych kwestiach regulacyjnych w sposób niezależny od jakichkolwiek interesów publicznych lub prywatnych (pkt 34 pd 72 oraz pkt 30 pd 73); wyposażenie organów regulacyjnych w możliwość wpływania na niedyskryminacyjne, odzwierciedlające koszty i mechanizmy bilansowania kształtowania taryf (pkt 35 pd 72 oraz pkt 31 pd 73); zapewnienie zwiększonego nadzoru regulacyjnego nad przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność w zakresie dostaw energii elektrycznej (pkt 39 pd 72); zapewnienie wysokiego poziomu ochrony konsumentów, w szczególności odbiorców będących gospodarstwami domowymi, a w miarę możliwości także małych przedsiębiorców, umożliwienie korzystania z gwarancji usługi publicznej w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw oraz uzasadnionych taryf z uwzględnieniem uczciwości i konkurencyjności (pkt 42 pd 72); zapewnienie użytkownikom będącym gospodarstwem domowym, a w miarę możliwości przedsiębiorstwom prawa do dostaw energii elektrycznej określonej jakości po porównywalnych, przejrzystych cenach (pkt 45 pd 72); zwalczanie ubóstwa energetycznego drogą obniżenia liczby osób cierpiących z jego powodu, w tym zapewnienie niezbędnych dostaw energii dla odbiorców wrażliwych (pkt 53 pd 72); zapewnienie lepszej ochrony konsumentów poprzez stworzenie skutecznych środków rozstrzygania sporów dla wszystkich konsumentów (pkt 54 pd 72 oraz pkt 51 pd 73); umożliwienie wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych w przypadkach gospodarczo uzasadnionych (pkt 55 pd 72); wspieranie uczciwej konkurencji poprzez zapewnienie łatwego dostępu do rynku różnych dostawców oraz podnoszenia zdolności wytwarzania nowej energii jako środków zapewniających konsumentom pełne wykorzystanie możliwości wynikających ze zliberalizowanego rynku wewnętrznego energii elektrycznej (pkt 57 pd 72); tworze-

nie wewnętrznego rynku energii poprzez sieć połączeń w całej wspólnocie, co powinno być głównym zadaniem organów regulacyjnych działających w ścisłej współpracy z Agencją (pkt 59 pd 72).

Powyższa prezentacja zasad, choć jak widać jest niewyczerpująca, jednak obejmuje szerokie spektrum spraw o silnie zróżnicowanym charakterze. Bliższe ich zinterpretowanie ma jednak elementarne znaczenie dla legislatorów, tak na poziomie europejskim, jak i krajowym. Właściwe zrozumienie celów wytyczonych dyrektywami jest podstawą do wyinterpretowania metanorm, które mają być implementowane do systemów prawa państw członkowskich. Pełna ocena poprawności wprowadzonych zmian w upe wymagałaby poszerzonych analiz wstępnych w tym zakresie. Tylko w ograniczonym zakresie zatem odwoływać będziemy się do nich w dalszych wywodach. Jest to utrudnione, tym bardziej że zarówno skala, jak i technika wprowadzenia tych zasad do upe, utrudniają zwykłą lekturę tekstu ustawy, a co dopiero jego szeroką, poprawną analizę i interpretację w świetle bardzo szeroko wytyczonych prawem europejskim celów.

Wskazać należy już na wstępie, że upe w swoim obecnym, nadanym kolejnymi nowelizacjami kształcie nie spełnia elementarnych przesłanek sformułowanych dla prawidłowego aktu prawnego, a więc przede wszystkim jego komunikatywności i adekwatności<sup>4</sup>. Celem zilustrowania tego stanu rzeczy wskazać można chociażby art. 3 upe zawierający słowniczek wyrażen, którymi posługuje się prawodawca w ustawie. W teście pierwotnym ustawy słowniczek zawierał 21 punktów, co w drodze kolejnej nowelizacji wzbogacone zostało do obecnego rozmiaru w liczbie 80 definicji. Wskazać należy przy tym, że znacznej części poszczególnych punktów słowniczka, zarówno z tekstu pierwotnego, jak i znowelizowanego nadano w un nowe brzmienie. Ostatnia nowelizacja zmieniła brzmienie 4 definicji, dodając 14 nowych definicji (art. 1 pkt 1un). Niezależnie od tego w teście Ustawy znalazły się kolejne definicje (patrz np. definicja nowej infrastruktury zawarta w art. 4i ust. 1 upe oraz definicja wartości produkcji wyrażona w art. 9a ust. 1a tiret 4 upe). Z uwagi na przyjętą technikę, a więc sformułowanie słowniczka, kwestią wymagającą refleksji jest, czy zasadne było wprowadzanie do tekstu ustawy, obok bardzo obszernego słowniczka, także dalszych definicji rozsianych w teście merytorycznym<sup>5</sup>.

Nie sposób w niniejszym opracowaniu, już choćby ze względu na jego objętość, poruszyć wszystkich aspektów związanych z wprowadzeniem

<sup>4</sup> Patrz bliżej np. S. Wronkowska, M. Zieliński, *Problemy i zasady redagowania tekstów prawnych*, Warszawa 1993, zwłaszcza s. 103-156.

<sup>5</sup> Na temat konstruowania „słowniczzków” w teście prawnym patrz np. S. Wronkowska, M. Zieliński, op. cit., s. 121.

ustawą nowelizującą zmian, a zwłaszcza odnieść się do wszystkich wprowadzonych regulacji, oceniając je tak pod względem merytorycznym, jak i legislacyjnym. Analizy ograniczam zatem do wybranych zagadnień.

Jednym z takich zagadnień, któremu poświęcam więcej uwagi jest kwestia dotycząca sytuacji „odbiorcy wrażliwego”, które to pojęcie, w ślad za dyrektywami europejskimi, wprowadzone zostało do upe ustawą nowelizującą (art. 1 pkt 1 lit. d un). Przepisem tym w art. 3 upe dodano punkty 13c i 13d. Za odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej uznano osobę, której na podstawie Ustawy o dodatkach mieszkaniowych<sup>6</sup> przyznano dodatek mieszkaniowy, a która jednocześnie jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i która zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej. Odbiorcy wrażliwemu, celem zapobiegnięcia wykluczeniu energetycznemu, przysługiwać ma dodatek energetyczny. Z niewyjaśnionych powodów za odbiorcę wrażliwego nie uznano osoby, która spełnia przesłanki do uzyskania dodatku mieszkaniowego w rozumieniu art. 2 ust. 1 Ustawy z 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych, która jednak o przyznanie dodatku mieszkaniowego nie wystąpiła. Skutkuje to tym, że osoby nie mające wiedzy o możliwości ubiegania się o dodatek, nie otrzymują go, choć z myślą o takich osobach dodatek wprowadzono, celem ograniczenia zjawiska wykluczenia energetycznego.

W drodze ustawy nowelizującej, po art. 5b w upe dodano artykuły od 5c do 5g, bliżej regulujące kwestie związane z należnym odbiorcy wrażliwemu zryczałtowanym dodatkiem energetycznym. W wyniku nowelizacji przewidziano, iż odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej **przysługuje** zryczałtowany dodatek energetyczny, co wskazuje, że dodatek ten należy jest niejako z mocy ustawy, a więc związane z nim jest roszczenie o jego przyznanie. Jednocześnie jednak w art. 5d upe wskazuje się, iż dodatek energetyczny **przyznaje** organ wykonawczy gminy (wójt, burmistrz, prezydent) w drodze decyzji na wniosek odbiorcy wrażliwego. Rodzi to uzasadnione wątpliwości dotyczące tego czy decyzja o przyznaniu dodatku jest aktem o charakterze konstytutywnym, czy deklaratoryjnym, które to wątpliwości powstawały i nadal są podnoszone także w odniesieniu do dodatku mieszkaniowego<sup>7</sup>. Wątpliwości te mają dla odbiorcy wrażliwego charakter niezwykle doniosły,

<sup>6</sup> Ustawa z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych, Dz. U. 2001, nr 71, poz. 734.

<sup>7</sup> Por. np. Uchwała składu pięciu sędziów NSA z 4 grudnia 1995 r., ONSA 1996, nr 2 poz. 53; Uchwała składu siedmiu sędziów Sądu Najwyższego z 9 października 1997 r. (III ZP23/97), Prokuratura i Prawo, dodatek 1998 nr 2 poz. 48, a także W. Chruścielewski, J.P. Tarno, *Elementy administracyjnoprawne najmu lokali mieszkalnych oraz dodatki mieszkaniowe*, Samorząd terytorialny 1995 nr 9, s. 62-73.

albowiem w zależności od przyjętego stanowiska dodatek przyznany może być w praktyce za różne okresy (odpowiednio od momentu wystąpienia z wnioskiem o przyznanie dodatku albo od momentu wydania decyzji o przyznaniu dodatku<sup>8</sup>). Jest to istotne, tym bardziej że roszczenie związane ze statusem odbiorcy wrażliwego związane jest ze statusem osoby, której przysługuje dodatek mieszkaniowy. Pamiętać należy, że status ten przyznawany jest na okres 6 miesięcy. W zasadzie zatem okres na jaki przyznaje się dodatek mieszkaniowy jest okresem na jaki przyznać można dodatek energetyczny. Uzasadnione wydaje się, aby dodatek energetyczny przyznawać na czas na jaki przyznano dodatek mieszkaniowy, a w każdym razie na okres nie dłuższy niż do końca okresu na jaki przyznano dodatek mieszkaniowy, gdyż z tą chwilą odpadnie przesłanka materialnoprawna stanowiąca podstawę do posiadania statusu odbiorcy wrażliwego, a więc i podstawę do „przysługiwania” dodatku energetycznego. O tym czy status ten będzie przysługiwał nadal przesądzi właściwy organ na wniosek uprawnionego.

W sytuacji, w której o dodatku mieszkaniowym oraz dodatku energetycznym przesądza ten sam organ w drodze decyzji administracyjnej, a jednocześnie tylko osoby, które mają już przyznany dodatek mieszkaniowy są jednocześnie potencjalnym odbiorcą wrażliwym energii elektrycznej, któremu przysługuje zryczałtowany dodatek energetyczny, rozwiązanie przyjęte nowelizacją wydaje się dalece niepraktyczne. Sprawę tę rozpatrywać należy w różnych płaszczyznach. Po pierwsze rozważyć należy celowość zakwalifikowania zadań w zakresie przyznawania dodatku energetycznego do zadań zleconych, zwłaszcza wobec braku ku temu racjonalnych podstaw. Zadania polegające na zapobieganiu wykluczeniu energetycznemu przejawiające się w ochronie odbiorców wrażliwych pełnić mają podobną funkcję jak zadania w zakresie przyznawania dodatku mieszkaniowego, jako zadania z zakresu ochrony socjalnej. Zaskakuje zatem to, że realizacja zadań z zakresu dodatku energetycznego zakwalifikowana została jako zadanie zlecone z zakresu administracji rządowej, z wszelkimi tego konsekwencjami, podczas gdy kwestie związane z przyznaniem i wypłatą dodatku mieszkaniowego zaliczono do zadań własnych gmin. Częściowa zbieżność przesłanek w zakresie przyznawania dodatku mieszkaniowego z uznaniem za odbiorcę wrażliwego (w zakresie w jakim przesądza się o przyznaniu dodatku mieszkaniowego), skutkuje koniecznością powiązania okresu na jaki przy-

---

<sup>8</sup> Bliżej na temat charakterystyki aktów deklaratoryjnych i konstytutywnych patrz np. K. Ziemiński *Decyzja deklaratoryjna a konstytutywna – teoria i praktyka*, [w:] Z. Czarnik, Z. Niewiadomski, J. Posłuszny, J. Stelmasiak [red.], *Studia z prawa administracyjnego i nauki o administracji*, Przemysł-Rzeszów 2011, s. 986-1005.

znaje się dodatek energetyczny z okresem na jaki przyznano dodatek mieszkaniowy, co przemawia za przyjęciem rozwiązania umożliwiającego potraktowanie obu spraw w sposób jednolity, stwarzając w ustawie wręcz możliwość objęcia obu spraw jednym postępowaniem.

Sklania to do sformułowania niejako samorzutnie nasuwających się wniosków. W Ustawie przyjęć należało rozwiązanie wprowadzające regulację odbiegającą od ogólnych uregulowań kpa, nakładając na organ obowiązek wszczynania z urzędu postępowania w sprawie przyznania dodatku energetycznego osobie, której już przyznano dodatek mieszkaniowy, i to bez konieczności ponoszenia z tego tytułu jakichkolwiek opłat<sup>9</sup>.

Nie ma żadnych powodów, dla których organ, który wydał decyzję o przyznaniu dodatku mieszkaniowego, nie miałby być zobowiązany do wszczęcia z urzędu postępowania zmierzającego do tego, aby w drodze kolejnej decyzji przesądzać o zryczałtowanym dodatku energetycznym, tym bardziej że organ wykonawczy gminy, jako właściwy do przyznania dodatku mieszkaniowego, dysponuje pełną wiedzą co do tego, że dana osoba jest odbiorcą wrażliwym, co stanowi wszak podstawę do ubiegania się o przyznanie zryczałtowanego dodatku energetycznego. W art. 5d upe przewiduje się, iż zryczałtowany dodatek energetyczny przyznawany jest na wniosek odbiorcy wrażliwego, co na gruncie przyjętego nowelizacją rozwiązania nie wyklucza możliwości wszczęcia postępowania z urzędu (art. 61 § 2 kpa). W upe wprowadzić należało jednak odstępstwo od ogólnych regulacji zawartych w kpa, zobowiązując organ wykonawczy gminy wprost do podjęcia postępowania w tym przedmiocie z urzędu. Wprowadzenie takiej regulacji urealniałoby możliwość korzystania z uprawnień wynikających z upe przez odbiorcę wrażliwego, uniezależniając to od tego czy zostanie o takiej możliwości poinformowany przez organ administracji, czy też w inny sposób poweźmie wiedzę o przysługującym mu prawie. Rozwiązanie obligujące organy do wszczęcia postępowania z urzędu skutkowałoby koniecznością poinformowania zainteresowanego (odbiorcy wrażliwego) o wszczętym postępowaniu oraz o konieczności złożenia dodatkowych dokumentów, a także o możliwości ewentualnego złożenia oświadczenia o braku zgody na kontynuowanie postępowania w przedmiocie przyznania zryczałtowanego dodatku energetycznego.

Nie można przyjąć, że racjonalnym uzasadnieniem dla wprowadzonego w ustawie nowelizującej rozwiązania jest wymóg załączenia do wniosku o przyznanie dodatku energetycznego kopii umowy kompleksowej lub

---

<sup>9</sup> Rozporządzeniem Ministra Finansów z 19 lutego 2014 r. w sprawie zniesienia poboru opłaty skarbowej przesądzono o zaniechaniu pobierania opłaty skarbowej z mocą wsteczną w sprawie wniosków złożonych od 1 stycznia 2014 r., jednak tylko do końca 2014 r.

umowy sprzedaży energii elektrycznej, ponieważ o dane te można, jak wskazano, wezwać odbiorcę wrażliwego z urzędu, w momencie wszczęcia postępowania o przyznanie dodatku mieszkaniowego.

Sprawą, która w odniesieniu do dodatku nie została wprost uregulowana upe, jest kwestia okresu na jaki przyznaje się dodatek energetyczny. Z przepisów nowelizujących upe wynika, iż dodatek wypłacany jest miesięcznie w wysokości 1/12 kwoty rocznej dodatku energetycznego, co można interpretować w ten sposób, że dodatek ten przyznawany jest na okres jednego roku. Nie można jednak, jak już wskazywano, pominąć tego, iż dodatek mieszkaniowy przyznawany jest na okres 6 miesięcy. Jeżeli osoba uprawniona do dodatku mieszkaniowego nie wystąpi po raz kolejny o jego przyznanie utraci charakter odbiorcy wrażliwego w rozumieniu upe, albowiem w wyniku niewniesienia wniosku, a w związku z tym nieprzyznania dodatku mieszkaniowego na kolejny okres, nie będzie spełniała przesłanek, o których mowa w art. 3 pkt 13b upe. Nie można pomijać przy tym faktu, że dodatek mieszkaniowy przyznawany jest decyzją na okres 6 miesięcy, a więc odbiorcą wrażliwym jest się tylko w okresie na jaki dodatek mieszkaniowy przyznano. Decyzja o przyznaniu dodatku energetycznego nie może zatem obejmować okresu wybiegającego poza okres na jaki przyznano dodatek mieszkaniowy. Skutkuje to jednocześnie tym, że o dodatek energetyczny można wystąpić każdorazowo po przyznaniu dodatku mieszkaniowego na kolejny okres.

Niezależnie od zgłoszonych uwag merytorycznych, uzasadniony wydaje się postulat, aby sprawy związane z przyznaniem dodatku energetycznego uregulować kompleksowo raczej w drodze nowelizacji Ustawy o dodatkach mieszkaniowych, upraszczając i ujednolicając przy tym tryb postępowania w tych sprawach, ograniczając przy tym liczbę rozproszonych w licznych ustawach regulacji związanych z różnego rodzaju dodatkami o charakterze socjalnym, o których przesądzają organy gminy. Tym samym uczyniono by zadość wymogowi komunikatywności regulacji dotyczących dość szerokiego kręgu odbiorców o małej świadomości prawnej, stwarzając jednocześnie sytuację sprzyjającą zapewnieniu odbiorcy wrażliwemu rzeczywistej pomocy finansowej przyznanej mu w sposób wymagany przez prawodawcę europejskiego.

Kolejną istotną sprawą, która rodzi uzasadnione wątpliwości, jest kwestia uregulowania źródeł finansowania zadań związanych z przyznawaniem i wypłatą dodatku energetycznego – jako stanowiących zadanie z zakresu administracji rządowej. Obowiązek wypłacenia dodatku energetycznego, a jak się okazuje również obowiązek przesądzenia o przysługiwaniu dodatku energetycznego obciąża gminę. W związku z tym w dodanym un art. 5f

ust. 2 upe przewidziano, iż gminy otrzymują dotacje celowe z budżetu Państwa na finansowanie wypłat dodatków, jednak **w granicach kwot określonych na ten cel** w Ustawie budżetowej. Sprawą nie do końca wyjaśnioną pozostaje w tej sytuacji, jak należy interpretować zapisy art. 5f ust. 2 w powiązaniu z art. 5c ust. 4 oraz art. 5g ust. 1.

Stosownie do art. 5c ust. 4 upe minister właściwy ds. gospodarki, do dnia 30 kwietnia każdego roku w Dzienniku Urzędowym RP ogłasza wysokość dodatku energetycznego, biorąc pod uwagę środki przewidziane na ten cel w Ustawie budżetowej. Stosownie do art. 5f ust. 2 upe gminy otrzymują z budżetu Państwa dotacje celowe na finansowanie wypłat dodatku energetycznego **w granicach kwot określonych na ten cel w budżecie Państwa**. Podobnie w art. 5g ust. 1 upe przewidziano, że wojewodowie przekazują gminom dotacje **w granicach kwot określonych na ten cel w budżecie Państwa**. Najwyraźniej zamierzeniem prawodawcy było wyraźne skorelowanie kwestii wysokości wypłacanego dodatku energetycznego z budżetem w taki sposób, aby wypłaty z tego tytułu nie przekraczały kwot przeznaczonych na ten cel w budżecie Państwa na dany rok. W pewnych sytuacjach określenie wysokości dodatku energetycznego przez ministra ds. gospodarki, np. w wyniku nietrafnej prognozy co do liczby uprawnionych, doprowadzić może do tego, że odbiorcy, któremu z mocy ustawy przysługuje dodatek energetyczny, nie będzie on mógł być wypłacony. Skoro bowiem dodatek energetyczny może być przez gminy wypłacany w ramach nie przekraczających kwot dotacji celowych z budżetu Państwa, łącznie zamykających się w kwotach określonych w Ustawie budżetowej, to z chwilą wyczerpania kwot wskazanych w budżecie, gminy nie będą mogły (mają zakaz) wypłacać dodatku. Jednocześnie odbiorcy wrażliwemu nadal przysługiwać będzie roszczenie o przyznanie mu dodatku energetycznego. Prawodawca nie przewidział zatem możliwości powstania sytuacji, w których organy wykonawcze gmin zobowiązane będą do przyznania dodatku energetycznego dla odbiorców wrażliwych, w rozmiarze przekraczającym kwoty przewidziane na ten cel w budżecie Państwa. Oznacza to, że w pewnych sytuacjach organy gmin mają obowiązek przyznania dodatku energetycznego na mocy postanowień Ustawy Prawo energetyczne, a jednocześnie nie będą dysponowały środkami w postaci dotacji w dostatecznej wysokości. Sprawą nierozstrzygniętą jest na podstawie jakiego źródła informacji gminy mają stwierdzić, że limit środków wyznaczonych w budżecie na ten cel zostaje właśnie przekroczony i jak powinny zachować się w takim wypadku.

Sytuację taką sankcjonuje art. 5g ust. 1 upe, stosownie do którego wojewoda przekazuje gminom dotacje **w granicach kwot określonych na ten cel w budżecie Państwa**, choć gminy mają obowiązek przyznania dodatku

energetycznego każdemu odbiorcy spełniającemu przewidziane ustawą kryteria dla odbiorcy wrażliwego. Prowadzić to może do sytuacji, że gminy nie otrzymają dotacji celowej w odpowiedniej wysokości na finansowanie wypłat dodatku energetycznego. Hipotetycznie zatem może dojść do sytuacji w których gminy nie będą dysponowały dostatecznymi środkami na wypłatę dodatków energetycznych przyznanych w drodze decyzji, do których wydania zobowiązane są na mocy ustawy.

Przyjęta regulacja w zakresie wykonywania zadań zleconych nie powinna być w upe w taki sposób powiązana z budżetem. Sprawa zapewnienia źródeł finansowania stanowić powinna przedmiot zainteresowań wyłącznie administracji rządowej, w szczególności rządu przygotowującego projekt budżetu z uwzględnieniem wszystkich wydatków na ten cel, a także właściwego ministra określającego wysokość dodatku na dany rok budżetowy. Przyjęta w nowelizacji regulacja nie daje się żadną miarą zakwalifikować jako racjonalna.

Sprawą wymagającą obszerniejszego zasygnalizowania jest objęcie nowelizacją działań Prezesa URE w przypadkach wydawania decyzji, o których mowa w art. 4i ust. 1 upe. Regulacją tą przewidziano możliwość zwolnienia, na czas określony przedsiębiorstw energetycznych, w drodze wydania decyzji, m.in. z niektórych obowiązków wskazanych w upe. Dotyczy to na przykład obowiązku świadczenia usług przyłączenia i dystrybucji energii w zakresie i na zasadach określonych ustawą, na zasadach równego traktowania odbiorców i przedsiębiorców zajmujących się sprzedażą paliw lub energii, a także z obowiązków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych oraz udostępniania instalacji niezbędnej operatorowi systemu przesyłowego gazowego do magazynowania, świadczenia usług transportu gazu ziemnego siecią gazociągów kopalnianych, czy usług skraplania lub regazyfikowania gazu ziemnego. Nadto przewidziano możliwość wydawania przez Prezesa URE decyzji w przedmiocie zgody na powierzenie przez przedsiębiorstwo pełnienia obowiązku operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 3 pkt 2 w określonych okolicznościach.

W przypadku gdy wniosek przedsiębiorstwa dotyczy świadczenia usług z wykorzystaniem zdefiniowanej w art. 4i ust. 1 upe nowej infrastruktury (art. 4i ust.3 upe) znajdującej się na terenie więcej niż jednego państwa członkowskiego UE Prezes URE „zajmuje stanowisko” do tego wniosku, przy współdziałaniu ze strony Agencji ds. współpracy organów regulacji energetyki oraz regulatorów innych zainteresowanych państw, a także Komisji Europejskiej. Wskazać tu należy na wstępie art. 4i ust. 5 upe w myśl którego Prezes URE **zajmuje stanowisko** do wniosku przedsiębiorstwa energetycznego, w przedmiocie o którym mowa w art. 4i ust. 1 upe, **po**

**uzgodnieniu** z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej, **biorąc pod uwagę opinię przedłożoną przez Agencję ds. współpracy organów regulacji energetyki** (podkreślenie moje K.Z.).

Przepis art. 4i. ust. 5 upe zredagowany jest w sposób budzący uzasadnione wątpliwości. W szczególności w przepisie tym wskazuje się, że Prezes URE „zajmuje stanowisko” do wniosku przedsiębiorcy. Pojęcie „zajęcia stanowiska” jest w polskim systemie prawnym znane i ma ugruntowane znaczenie. Przykładowo spotykamy się z nim w art. 106 § 1 kpa<sup>10</sup>, w którym mowa jest o zajęciu stanowiska jako formie współdziałania organów administracji publicznej, gdzie zajęcie stanowiska to działanie podmiotu współdziałającego, a więc innego niż organ rozstrzygający sprawę. Tymczasem Prezes URE w sprawie, którą w świetle art. 4i ust. 5 upe ma rozstrzygać decyzją, jednocześnie zajmować ma stanowisko.

Dalsze wątpliwości dotyczą tego, o który ze wskazanych w art. 106 § 1 kpa rodzaj „zajęcia stanowiska” chodzi w art. 4i. ust. 5 upe, tam gdzie mowa jest o uzgodnieniu z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej oraz w części końcowej przepisu, w której mowa jest o opinii przedłożonej przez Agencję ds. współpracy organów regulacji energetyki. Z treści art. 4i. 5 upe sądzić można – z jednej strony, że w przypadku gdy mowa jest w nim o „zajęciu stanowiska” przez Prezesa URE, chodzi raczej o rozstrzygnięcie wydawane przez Prezesa URE w zakresie określonym w art. 4i. ust. 1 upe (gdzie wskazuje się, że nastąpić ma to w formie decyzji), a z drugiej strony, że zajęcie stanowiska przez Prezesa najwyraźniej decyzją jeszcze nie jest. Jest to więc swoisty projekt rozstrzygnięcia o nieokreślonej z punktu procesowego formie. Trudno zakwalifikować dane działania jako czynność materialnotecniczną, a jednocześnie trudno także stwierdzić czy ma to być na przykład postać postanowienia, skoro nie jest to przesądzenie o jakiegokolwiek sprawie wpadkowej w toku postępowania, lecz jednak dotyczyć ma jego meritum.

Niekonsekwencja terminologiczna jest w tym przypadku ewidentna, wprowadzając niepotrzebne wątpliwości interpretacyjne, tym bardziej że z dalszych postanowień art. 4i ust. 5 upe wynika, że pojęciu „zajęcie stanowiska” w tej ustawie przypisuje się także inne, swoiste, odbiegające od dotychczas przyjmowanego w polskim systemie prawa znaczenia.

Określeniem „zajęcie stanowiska” posłużył się ustawodawca w przepisach dotyczących postępowania w przedmiocie wydania decyzji, o której mowa w art. 4i. ust.1 upe kilkakrotnie. Termin ten powtarza się nie tylko w art. 4i. ust. 5, ale także w art. 4i. ust. 6 oraz 4i. ust. 7 i 4i. ust.8 upe.

---

<sup>10</sup> Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, Dz. U. 1960, nr 30, poz. 168 ze zm.

W przypadku art. 4i. ust. 5 upe mowa jest o zajęciu stanowiska przez Prezesa do wniosku przedsiębiorstwa **po uzgodnieniu** z właściwymi organami innych państw oraz **po otrzymaniu opinii** Agencji (którą to opinię ma obowiązek „brać pod uwagę”). Sugeruje to, że Prezes wydaje w tym wypadku rozstrzygnięcie stosownie do art. 4i. ust.1 upe, co nastąpić powinno poprzez wydanie decyzji. Tymczasem stosownie do art. 4i. ust. 6 upe Prezes po rozpatrzeniu wniosku, ale przed jego załatwieniem, ma obowiązek przekazania „swojego stanowiska” Komisji Europejskiej. Z art. 4i. ust. 7 upe wynika z kolei, że nie jest to przekazanie rozstrzygnięcia w rozumieniu kpa (a więc decyzji) w celach wyłącznie informacyjnych, lecz celem umożliwienia zgłoszenia przez Komisję Europejską ewentualnych poprawek czy wręcz wniosku o zmianę stanowiska Prezesa URE. W tym przypadku „zajęcia stanowiska” przez Prezesa chodzi zatem o swoiste wstępne ustosunkowanie się do wniosku strony (przedsiębiorstwa) przez organ mający wydać decyzję w sprawie. W art. 4i. ust. 7 upe przewidziano, że Prezes ponownie „zajmuje stanowisko” – tym razem w stosunku do zgłoszonych przez Komisję poprawek czy też ewentualnego wniosku o zmianę przez Prezesa już wcześniej „zajętego stanowiska” do wniosku. W tym przypadku chodzi zatem o ustosunkowanie się organu rozstrzygającego wniosek przedsiębiorcy (tj. Prezesa URE) do stanowiska Komisji zajętego w odniesieniu do wstępnego (czy projektowanego) przez Prezesa rozstrzygnięcia. Takie rozumienie „zajęcia stanowiska” nie odpowiada żadnej z form współdziałania o której mowa w art. 106 kpa.

Po takim, niedookreślonym co do formy, „zajęciu stanowiska” przez Prezesa następuje kolejny etap współdziałania, to jest „uzgodnienie” przez Regulatora stanowiska z Komisją, a więc działanie odpowiadające co do zasady jednej z form współdziałania, do których stosuje się art. 106 § 1 kpa. Stosownie do art. 4i. ust. 8 upe na podstawie uzgodnionego już stanowiska z Komisją w końcu następuje wydanie decyzji w trybie art. 4i. ust.1 upe.

Stwierdzić można zatem, że „zajęcie stanowiska” w ujęciu upe to odmienne co do istoty działania, raz organu mającego wydać decyzję w rozumieniu kpa, a dwa innych organów, z którymi organ załatwiający sprawę ma obowiązek współdziałać. Niefrasobliwość terminologiczna nie pozwala jednoznacznie przesądzić w jakim trybie strona (Przedsiębiorca) może uczestniczyć w tych działaniach, czy i w jaki sposób może kwestionować tak swoiste „propozycje” rozstrzygnięcia końcowego, jak i akty współdziałania nie przewidziane przez kpa.

Kolejne wątpliwości związane są z redakcją art. 4i. ust. 8 upe, gdzie wskazano, że Agencja rozstrzyga wniosek, o którym mowa w art. 4i. ust. 5a upe (a więc wspólny wniosek organów regulacyjnych państw członkow-

szych UE, o rozpatrzenie sprawy przez Agencję) w formie decyzji. Wskazuje to jednoznacznie, że chodzi tutaj o formę przewidzianą w kpa dla załatwienia sprawy. Jednak i tutaj okazuje się, że prawodawca niefrasobliwie posłużył się określeniem „decyzja” w sposób odbiegający od przyjmowanej w polskim prawie administracyjnym terminologii i to w odniesieniu do działań podejmowanych w postępowaniu przed organami, przed którymi stosuje się kpa (art. 30 i następane upe). „Decyzja” Agencji stosownie do art. 4i.ust. 8 upe stanowi jak się okazuje dopiero podstawę do wydania przez Prezesa URE decyzji w rozumieniu kpa jako aktu kończącego postępowanie z wniosku przedsiębiorstwa. Wątpliwości wskazane powyżej co do różnych nietypowych form „zajęcia stanowiska” dotyczą zatem także „decyzji” Agencji. Wątpliwości tych nie można bagatelizować, tym bardziej że to stanowisko Agencji najwyraźniej przesądza o treści rozstrzygnięcia Prezesa, skoro podobnie jak „uzgodnione z Komisją Europejską” stanowisko do wniosku przedsiębiorstwa, „stanowi podstawę” do wydania przez Prezesa decyzji. Budzi to także dalsze wątpliwości co do tego czy podmiotem rozstrzygającym sprawę, przesądzającym o treści decyzji kończącej postępowanie jest Prezes, czy de facto Agencja, czy też Komisja. W świetle tego sprawą niejasną jest jak w praktyce wyglądać będzie kontrola rozstrzygnięć Prezesa URE przez sąd. Chodzi tu zwłaszcza o to czy sąd ograniczać się będzie do stwierdzenia zgodności z prawem działań Prezesa URE, badając czy jego rozstrzygnięcie jest zgodne z „decyzją” Agencji, bez możliwości badania zasadności swoistej „decyzji” Agencji, zwłaszcza wobec niedookreśloności tak trybu w jakim jest wydawana, jak i dopuszczalności jej weryfikacji oraz co do możliwości badania przez polski sąd nietypowego rozstrzygnięcia Agencji. W przypadku odpowiedzi pozytywnej sprawą otwartą pozostaje czy i w jakim trybie dopuszczalna jest weryfikacja zgodności z prawem „decyzji” Agencji.

O ile w przypadku uzgodnionego stanowiska z Komisją Prezes ma wpływ na treść rozstrzygnięcia na etapie jego uzgadniania, to w przypadku „decyzji” Agencji wpływu takiego jest całkowicie pozbawiony. Przyjmując interpretację, że „decyzja” Agencji jako stanowiąca podstawę do wydania decyzji przez Prezesa URE nie ma charakteru wiążącego, zgodzić należałoby się z tym, że chodzi o formę współdziałania kwalifikowaną jako opinia (brak charakteru wiążącego) w rozumieniu art. 106 kpa.

Na powyższe wątpliwości nakładają się również te, związane z końcową frazą art. 4i ust. 5 upe, odnoszące się do opinii Agencji. W art. 106 § 1 kpa mowa jest o uzależnieniu przez przepis prawa wydania decyzji przez określony organ od zajęcia stanowiska przez inny organ, w tym wyrażenia opinii lub zgody, albo wyrażenia stanowiska w innej formie. Co do wszystkich

form zajęcia stanowiska, w tym opinii, panuje zarówno w doktrynie, jak i w orzecznictwie zgodność w jaki sposób należy je traktować. W odniesieniu do opinii jednoznacznie przyjmuje się, iż jest to forma, która nie zobowiązuje organu rozstrzygającego do uwzględniania stanowiska wyrażonego w opinii<sup>11</sup>. Organ rozstrzygający podjąć może rozstrzygnięcie wręcz z pominięciem stanowiska organu opiniującego lub też przyjąć może rozwiązanie odmienne od wyrażonego w opinii. W przepisach prawa materialnego z reguły wskazuje się iż jest to forma obligująca organ jedynie **do zasięgnięcia opinii**<sup>12</sup>. Tymczasem w Ustawie Prawo energetyczne wskazuje się iż organ (Prezes URE) ma rozstrzygnąć, po uzgodnieniu z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej „[...] **biorąc pod uwagę** (podkreślenie K.Z.) opinię przedłożoną przez Agencję [...]”.

O ile uzgodnienie w ujęciu art. 4i ust. 5 upe nie odbiega od przyjętego w doktrynie i orzecznictwie stanowiska, o tyle sformułowanie, że Prezes URE ma brać pod uwagę opinię przedłożoną przez Agencję sugeruje, że jest to sytuacja odmienna w porównaniu z przypadkami standardowo przewidywanymi przez kpa oraz inne regulacje z zakresu prawa administracyjnego, kiedy to organ rozstrzygający jest zobowiązany jedynie do **zasięgnięcia opinii** innego organu. Z drugiej strony nie do przyjęcia jest sytuacja, w której Prezes URE zobligowany byłby do bezwzględnego uwzględnienia treści opinii przedłożonej przez Agencję, a więc przyjęcia jej stanowiska w sposób wiążący, gdyż to oznaczałoby, iż de facto jest to forma współdziałania diametralnie odmienna w stosunku do form współdziałania z którymi mamy do czynienia na gruncie kpa. Przepis art. 4i ust. 5 upe rodzi zatem uzasadnione wątpliwości co do charakteru opinii Agencji. Nadto podkreślić należy, że skoro w art. 4i ust. 5 mowa jest o „opinii” Agencji, a w art. 4i ust. 8 upe o „decyzji” Agencji, to uzasadniony jest wniosek iż stanowią one odmienne formy działania, a więc odmienne muszą być konsekwencje prawne tych działań.

---

<sup>11</sup> Por. np. K. Ziemiński, *Indywidualny akt administracyjny jako forma prawna działania administracji*, Poznań 2005, s. 370; W. Chruścielewski, J.P. Tarno, *Postępowanie administracyjne i postępowanie przed sądami administracyjnymi*, Warszawa 2006, s. 150-151 oraz B. Adamiak, J. Borkowski, *Kodeks postępowania administracyjnego, Komentarz*, Warszawa 2011, s. 416-417.

<sup>12</sup> Patrz np. art. 201 ust. 6 ustawy z dnia 16 lipca 2004 r. – Prawo telekomunikacyjne (tekst jedn. Dz. U. z 2014 r., poz. 243 ze zm.); art. 27 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (tekst jedn. Dz. U. z 2013 r., poz. 934 ze zm.); art. 7 ust. 2 ustawy z dnia 22 czerwca 2001 r. o wykonywaniu działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania i obrotu materiałami wybuchowymi, bronią, amunicją oraz wyrobami i technologią o przeznaczeniu wojskowym i policyjnym (tekst jedn. Dz. U. z 2012 r., poz. 1017 ze zm.); art. 14 ust. 1 ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (tekst jedn. Dz. U. z 2013 r., poz. 1205 ze zm.).

Nie można nie wspomnieć w tym miejscu, że rozstrzygnięcia Prezesa URE, a więc decyzje, podlegać będą weryfikowaniu przez Sąd Okręgowy w Warszawie, który zmierzyć będzie musiał się nie tylko z problemem różnych, niedookreślonych form współdziałania oraz wynikających stąd konsekwencji, ale także wątpliwości związanych z prawem materialnym sformułowanym w sposób daleki od doskonałości. Niejednoznaczność regulacji upe w tym zakresie szczególnie razi, zwłaszcza jeśli zważyć na wagę rozstrzygnięć, które zapadają na podstawie art. 4i ust. 1 upe.

Uzasadnione wątpliwości budzą również inne postanowienia art. 4i upe, w którym po ust. 5 dodano ust. 5a i 5b. Ust. 5a przewiduje, że w przypadku niezgodnienia stanowiska w trybie art. 4i ust. 5 upe, a więc niezgodnienia wniosku przedsiębiorstwa energetycznego z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej, Prezes URE w terminie 6 miesięcy od dnia otrzymania przez właściwe organy zainteresowanych państw wniosku przekazuje wniosek do Agencji celem jego rozpatrzenia. Sugeruje to zatem, że kompetencja do rozpatrzenia wniosku przenoszona jest w tym przypadku na Agencję. W części drugiej art. 4i ust. 5a upe wskazuje się, iż w przypadku uzgodnienia z organami innych zainteresowanych państw członkowskich, że celowe jest przekazanie wniosku przedsiębiorstwa do Agencji, Prezes przekazuje wniosek przedsiębiorstwa do Agencji. Dla części pierwszej ust. 5a wyraźnie określono zatem termin w jakim powinno dojść do uzgodnienia stanowiska regulatorów krajowych (6 miesięcy), a w przypadku niezrealizowania tego etapu (w przypadku niezgodnienia stanowisk) termin do przekazania wniosku przedsiębiorstwa do Agencji, bez wskazania jednak terminu do przekazania wniosku na wypadek uzgodnienia przez regulatorów przekazania wniosku do Agencji. Wobec takiej redakcji przepisu sprawą pozostawiającą wątpliwości jest czy termin 6 miesięcy ma dotyczyć tak przekazania uzgodnionego stanowiska regulatorów krajowych co do celowości przekazania wniosku do Agencji, jak i sytuacji, gdy regulatorzy stanowiska nie uzgodnią. W obecnej redakcji w przypadku uzgodnienia z regulatorami innych państw stanowiska co do przekazania wniosku Agencji termin 6 miesięcy nie obowiązuje, a przynajmniej wątpliwe jest czy należy go i w tym wypadku stosować. Zredagowanie przepisu art. 4i ust. 5a upe poprawnie, np. w taki sposób, aby sformułowanie „w terminie 6 miesięcy od dnia otrzymania wniosku [...]” znalazło się przed sformulowaniem „Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje ten wniosek Agencji”, a więc na końcu przepisu, już po wskazaniu obu sytuacji, w których wniosek jest przekazywany do Agencji, wykluczyłoby wątpliwości tego rodzaju.

Kwestią pozostawiającą wątpliwości jest również regulacja zawarta w art. 4i ust. 5b upe. Stosownie do tego przepisu, termin o którym mowa w ust. 5a może ulec przedłużeniu o 3 miesiące na wspólny wniosek właściwych organów zainteresowanych państw. Sprawą nie wyjaśnioną do końca jest czy złożenie wniosku o przedłużenie zawiesza bieg terminu 6-miesięcznego, czy też równolegle należy prowadzić działania, o których mowa w ust. 5a, a Agencja rozpatrywać będzie wniosek o którym mowa w ust. 5b (wniosek o przedłużenie terminu). Zdarzyć może się zatem, że wniosek nie zostanie uzgodniony przez regulatorów krajowych przed upływem terminu 6 miesięcy o którym mowa w ust. 5a, a jednocześnie przed upływem 6-miesięcznego terminu nie zostanie termin ten przez Agencję przedłużony, albo też stanowisko Agencji w tej materii, w tym także negatywne, wyrażone zostanie po jego upływie.

Dalsze wątpliwości dotyczą kolejnych ustępów art. 4i upe. I tak w ust. 6 art. 4i upe w nowym brzmieniu przewiduje się, że przekazanie Komisji Europejskiej wniosku przedsiębiorstwa, o którym mowa w ust. 1, nastąpić ma niezwłocznie po otrzymaniu tegoż wniosku przez Prezesa. Przepis ten nie przewiduje już terminu w jakim Prezes zobowiązany jest powiadomić Komisję o „zajętym stanowisku”. Sprawa ta ma dość istotne znaczenie, ze względu na to, iż ust. 7 przewiduje, że Komisja Europejska może zgłosić w tym przypadku poprawki do stanowiska zajętego przez Prezesa URE, a nawet zgłosić może wniosek o zmianę stanowiska Prezesa URE. Okazuje się zatem, że rozstrzygnięcie Prezesa URE może na wniosek Komisji ulec całkowitej zmianie, a więc np. zakończyć się, na zgłoszony Prezesowi wniosek Komisji, odmową pozytywnego rozpatrzenia wniosku przedsiębiorcy, pomimo tego, iż Prezes URE w swoim stanowisku rozstrzygnął wniosek pozytywnie, albo pod wpływem zgłoszonych przez Komisję poprawek rozstrzygnięcie Prezesa ulec może różnym modyfikacjom. Ewentualna zmiana rozstrzygnięcia Prezesa, a raczej na tym etapie mówić należałoby „jego stanowiska” stanowiącego tylko projekt rozstrzygnięcia, poprzedzona jest kolejnym „zajęciem stanowiska” przez Komisję. Charakter tego „zajęcia stanowiska” również jest niejednoznaczny. Co więcej, wątpliwości budzi charakter zgłoszonych przez Komisję poprawek, zwłaszcza wobec możliwości zgłoszenia najdalej idącego „wniosku o zmianę” stanowiska Prezesa URE. Niejasne jest czy żądanie poprawek to żądanie zmiany elementów rozstrzygnięcia, a wniosek o zmianę stanowiska to żądanie dotyczące istoty rozstrzygnięcia, a więc wyrażenia bądź odmowy wyrażenia zgody o której mowa w art. 4i ust. 1 upe. Kolejną istotną wątpliwością jest to, na ile Prezes URE związany jest stanowiskiem Komisji oraz to, czy i w jakim trybie przedsiębiorcy, który wnioskował o rozstrzygnięcie przysługuje możliwość kwestionowania stanowiska Komisji.

Interpretacja tylko art. 4i upe nastrocza również dalsze wątpliwości. Mianowicie w art. 4i ust. 3a upe wskazano, iż Prezes URE określa z urzędu, lub na wniosek przedsiębiorstwa ubiegającego się o zwolnienie, o którym mowa w ust. 1 zasady „udostępniania zdolności przesyłowej nowej infrastruktury lub infrastruktury”. Wątpliwości dotyczą tego w jakiej formie i trybie zasady mają być wydane. Ponieważ jest to rozstrzygnięcie dotyczące konkretnego przedsiębiorcy o to wniosującego, zasady mają charakter indywidualny adresowany właśnie do niego. O sprawie tej, stosownie do art. 30 upe przesądzać powinno się w trybie kpa, jednak wątpliwości budzi czy ma to następować w trakcie postępowania w przedmiocie określonym art. 4i ust. 1 upe, czy też w odrębnym postępowaniu, a także czy określenie zasad ma podlegać pełnej procedurze wskazanej w art. 4i upe, czy też nie. Jest to sprawa o tyle istotna, że wydając decyzję o której mowa w art. 4i ust. 1 upe, Prezes URE na mocy art. 4i ust. 3 b upe ma obowiązek brać pod uwagę wyniki udostępniania zdolności przesyłowej, o którym mowa w ust. 3a, przeprowadzanego zgodnie z zasadami określonymi przez Prezesa na podstawie art. 4i ust. 3a upe. Wskazuje to, że zasady stosowane muszą być jeszcze przed wydaniem decyzji na podstawie art. 4i ust. 1 upe, a podejmując rozstrzygnięcie w trybie art. 4i ust. 1 upe dokonuje się oceny funkcjonowania zasad. Sprawą niesprecyzowaną jest czy pod uwagę należy brać wówczas wyłącznie ocenę poprawności i stosowania zasad, czy też także poprawność samych zasad. Stwierdzone nieprawidłowe funkcjonowanie w zakresie udostępniania może przecież być następstwem niestosowania czy też niewłaściwego stosowania zasad wyznaczonych przez Prezesa URE, jak i następstwem nieprawidłowego określenia samych zasad. Tej sytuacji oraz sposobu jej rozstrzygnięcia w ustawie już nie przewidziano.

Aby nie mnożyć w nieskończoność wątpliwości związanych z redakcją art. 4i upe wskazać jednak należy na jeszcze jeden problem. Mianowicie z art. 4i ust. 2 upe wynika, iż zwolnienia udzielane mogą być wyłącznie jeżeli spełnione są łącznie warunki wskazane w art. 4i ust. 2 upe. Jednym z nich jest wskazanie, iż „ze względu na ryzyko związane z budową nowej infrastruktury, bez udzielenia zwolnienia budowa ta nie byłaby podjęta”. Wskazuje to jednoznacznie, że o zwolnienie należałoby ubiegać się jeszcze przed rozpoczęciem budowy infrastruktury. W przypadku ubiegania się o wydanie zezwolenia już po podjęciu decyzji o rozpoczęciu budowy nowej infrastruktury, czy wręcz w trakcie realizacji inwestycji bądź już po jej ukończeniu, spełnienie przesłanki o której mowa w art. 4i ust. 2 byłoby niemożliwe. Wykazanie bowiem, iż bez uzyskania stosownego zezwolenia decyzja o budowie infrastruktury nie byłaby podjęta byłoby praktycznie niemożliwe, a wręcz nieracjonalne (fakt podjęcia budowy, a tym bardziej jej ukoń-

czenia bez przedmiotowego zezwolenia ewidentnie by przeczył temu, że bez zezwolenia decyzji o budowie by nie podjęto). Powstaje w związku z tym pytanie, jak interpretować art. 4i ust. 3a i 3b upe, z których wynika, iż Prezes URE może określić zasady, na podstawie realizacji których wydawane będzie zezwolenie, o którym mowa w art. 4i ust. 1, skoro zasady dotyczyć miałyby infrastruktury jeszcze nie istniejącej. Po pierwsze trudno byłoby je w takiej sytuacji określić, a po drugie – w jaki sposób miałyby nastąpić ustalenie wyników (rezultatów) udostępniania zdolności zgodnie z zasadami, skoro wobec braku infrastruktury zasady te nie mogłyby znaleźć zastosowania.

Inne wątpliwości dotyczą sposobu zredagowania art. 7, ust. 8d i 8d<sup>1</sup> upe. Przepisy te zredagowane są w sposób rozwlekły i niekomunikatywny. Zamiast przepisu 8d<sup>1</sup> należało uzupełnić przepis ust. 8d o część wspólną zamykającą jego treść. Po wyliczeniu zawartym w punktach od 1 do 4 należało w podpunkcie 4 kropkę zastąpić przecinkiem i od nowego wiersza wskazać „potwierdzających dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją”. W ten sposób uniknięto by również niezręczności, jaka wkradła się do ust. d<sup>1</sup>, w którym wskazuje się, iż określone dokumenty urzędowe „powinny potwierdzać” pewne stany. W związku ze znaną wieloznacznością określenia „powinien”, taka redakcja eliminowałaby nie tylko zbędną, typową dla upe przewlekłość przepisów, ale także wyeliminowałaby niezręczność sformułowań związaną z posługiwaniem się słowem „powinien”.

Pewne wątpliwości rodzi nowelizacja polegająca na dodaniu w art. 7, ust. 8d<sup>3</sup> i następnych, dotyczących warunków przyłączenia odnawialnych źródeł energii. W art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> upe wskazano, iż przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej przez podmiot, który jest już przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia. Wątpliwości dotyczą tego czy w takim wypadku podmiot ubiegający się o przyłączenie musi jednak uzyskać warunki przyłączenia. Nie do końca jasne jest czy chodzi tutaj o warunki przyłączenia tego podmiotu jako odbiorcy energii, czy też o warunki przyłączenia dla odnawialnego źródła energii. W przypadku przyjęcia, że dotyczy to warunków przyłączenia dla dysponenta odnawialnego źródła energii, jedyną korzyścią płynącą stąd, że spełnia on kryteria wskazane w art. 7 ust. 8d tiret 4 upe byłby fakt, iż nie ma konieczności zawierania umowy o przyłączenie do sieci. W przypadku przyjęcia interpretacji w myśl której w treści art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> upe chodzi o warunki przyłączenia jako odbiorcy energii, oznaczałoby to, iż ubiegający się

o przyłączenie mikroinstalacji w warunkach określonych ust. 8d<sup>4</sup> nie musi uzyskać odrębnych warunków przyłączenia dla swojego źródła energii odnawialnej, a przyłączenia dokonuje na koszt operatora na podstawie zgłoszenia, bez potrzeby zawierania umowy o przyłączenie do sieci.

Wątpliwości powstają także wokół regulacji dotyczącej kosztów przyłączenia. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i pomiarowego ponosi w takim wypadku operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, i wszystko wskazuje na to, iż również w przypadku kiedy podmiot, który przyłączył się na podstawie zgłoszenia postanowi o odłączeniu mikroinstalacji, koszty te pozostają przy operatorze. Inaczej mówiąc sprawą dyskusyjną jest czy operator ma możliwości domagania się w takim przypadku zwrotu poniesionych kosztów w związku z dokonaniem na podstawie zgłoszenia przyłączeniem.

Kolejne wątpliwości dotyczą przepisów regulujących stosunki cywilnoprawne pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. I tak przykładowo w art. 4j w ust. 3 upe wskazuje się, iż odbiorca, który wypowiedzi umowę jest obowiązany pokryć należności za paliwa gazowe i energię oraz świadczenie usługi przesyłania. Postanowienie to jest zbędnym superfluum. Obowiązek taki wynika przecież z ogólnych zasad realizacji umów. Przepis ten mógłby mieć znaczenie jedynie w sytuacji, gdyby na przykład powiązano uregulowanie należności za pobrane paliwa z możliwością zawarcia kolejnej umowy z innym przedsiębiorcą dostarczającym energię czy paliwa gazowe.

Wątpliwości dotyczą również art. 4j ust. 3a upe, w którym wskazuje się, iż odbiorca końcowy może wypowiedzieć zawartą na czas nieoznaczony umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza mu paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy. Powstaje wątpliwość czy ogólne zasady dotyczące odszkodowań wynikające z Kodeksu cywilnego w ogóle nie znajdują w tym wypadku zastosowania, a więc czy dotyczy to także np. odszkodowań związanych z odpowiedzialnością deliktową.

Uzasadnione wątpliwości co do racjonalności budzi także przepis art. 4j ust. 7 upe, w którym na operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego nakłada się obowiązek przekazania dotychczasowemu, jak i nowemu sprzedawcy danych dotyczących ilości zużytych przez odbiorcę paliw gazowych lub energii elektrycznej, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy dokonania rozliczeń z odbiorcą. Uzasadnione jest tutaj pytanie w jakim celu przekazywane są te dane nowemu sprzedawcy, skoro służyć ma to umożliwieniu dotychczasowemu sprzedawcy dokonania rozliczeń z odbiorcą.

Sprawą marginalną z merytorycznego punktu widzenia, jednak wskazującą na kolejne niedostatki legislacyjne, są wątpliwości dotyczące regulowania w ustawie spraw absolutnie oczywistych. Przykładowo w art. 5 upe dodano ust. 4b z którego wynika, iż umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa powinny określać, między innymi, strony umowy, a także informacje o których mowa w pkt od 1 do 3. Wskazywanie, iż umowa określać ma strony umowy jest na tyle oczywiste, że wprowadzenie tego elementu do ustawy wręcz razi, a to tym bardziej, iż w innych przepisach dotyczących elementów umowy tak oczywiste kwestie ulegają pominięciu. Przykładem przepisu dotyczącego treści umowy, w którym nie wskazuje się na tak oczywisty element umowy jak określenie jej stron jest art. 7 ust. 2 upe dot. umowy o przyłączenie do sieci.

Kolejne wątpliwości rodzi wskazanie, iż umowa zawierać powinna „informacje”. Elementy umowy nie powinny mieć charakteru jedynie informacyjnego, lecz konkretyzować prawa i obowiązki stron – i tak powinno to zostać ujęte w ustawie. Ewentualne obowiązki informacyjne przedsiębiorców energetycznych powinny zostać ujęte w sposób odrębny.

Sam charakter informacji, o których mowa w art. 5 ust. 4b upe wskazuje na to, iż mają one charakter niejednorodny. O ile zgodzić można się, iż charakter informacyjny mają dane dotyczące sposobu wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów, które de facto przesądzone są w ustawie, a więc zawieranie ich w umowie ma charakter typowo informacyjny, o tyle kwestie możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii urządzeń instalacji lub sieci, tak gazowej jak i elektroenergetycznej, charakter takiego już nie mają. Umowa powinna jednoznacznie wskazywać podmioty zobowiązane do podejmowania konkretnych działań na wypadek wystąpienia takich zdarzeń, czas reakcji itd.

Dalsze wątpliwości powstają w wyniku zestawienia treści art. 5 ust. 4b z ust. 6d upe, z którego wynika, iż sprzedawca informuje odbiorcę paliw lub energii w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów, co powtarza treści, które stosownie do art. 5 ust. 4b zawierać powinna umowa. W wyniku tych niespójnych przepisów odbiorca końcowy, a więc podmiot, którego prawa mają być w sposób szczególnie chronione, zwłaszcza w sytuacji, kiedy dotyczy to gospodarstw domowych, może mieć spore wątpliwości z ustaleniem, które z informacji są bardziej istotne i jaki jest ich charakter i wzajemne ich relacje. Z jednej strony bowiem mamy informacje, o których mowa w przepisach upe, są one uregulowane ustawowo, mając charakter norm prawa powszechnie obowiązującego, a więc wiążący niezależnie od tego czy informacja o tym zostanie udzielona, czy też nie, a z drugiej informacje, które stanowią część umowy.

Może to rodzić wątpliwości odbiorców, np. na wypadek zmiany obowiązujących przepisów co do tego czy i w jakim zakresie postanowienia umów wcześniej zawartych mają charakter wiążący. Na dodatek źródłem informacji dla odbiorców ma być również dostarczona odbiorcy w gospodarstwie domowym kopia zbioru praw konsumenta, o którym mowa w art. 5 ust. 6e upe. Niezależnie od tego zbiór praw ogłaszany jest przez Prezesa URE w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki (art. 5 ust. 6f upe). Wydaje się, że przyjęte rozwiązania stanowią ewidentny przejaw nadregulacji w tym zakresie.

Pewne wątpliwości mogą powstać również w związku z wprowadzonym w drodze un art. 5 ust. 12 upe, w którym przewidziano, iż dane, które przekazywane są Prezesowi URE przez sprzedawców na podstawie art. 5 ust. 11 upe, mogą być udostępniane na wniosek zainteresowanego podmiotu. Sprawą mogącą rodzić zastrzeżenia jest sformułowanie, iż Prezes URE na wniosek zainteresowanego podmiotu **może** udostępnić informacje o których mowa w art. 5 ust. 8 i 9 upe. Ten rodzaj sformułowania wskazuje, że Prezes URE zarówno władny jest udostępnić, jak i odmówić udostępnienia żądanych informacji, przy czym nie wskazuje się wprost w jakim trybie nastąpić miałyby odmowa oraz na podstawie jakich przesłanek Prezes może przesądzić o udostępnieniu bądź odmowie udostępnienia informacji.

Kolejną wątpliwością są obiekcje dotyczące art. 6 upe w brzmieniu nadanym mu ustawą nowelizującą. Wątpliwości te dotyczą zwłaszcza art. 6 ust. 3 upe, który przewiduje, że w razie nieobecności podmiotu kontrolowanego lub osoby przez niego upoważnionej, upoważnienie do przeprowadzenia kontroli oraz legitymacje służbowe **mogą być** okazane innemu pracownikowi kontrolowanego, który może być uznany za osobę działającą w imieniu kontrolowanego lub przywołanemu świadkowi. Przepis powinien przewidywać nie możliwość okazania określonym osobom upoważnienia do przeprowadzenia kontroli oraz legitymacji służbowej, lecz wręcz obowiązek ich okazania przed przystąpieniem do działań kontrolnych.

Pewne wątpliwości budzić może także art. 6 ust. 4 upe w obecnym brzmieniu z którego wynika, iż kontrolujący mają prawo przeprowadzać w ramach kontroli niezbędnych przeglądów urządzeń **będących własnością** przedsiębiorstwa energetycznego, podczas gdy elementem składowym przedsiębiorstwa energetycznego mogą być nie tylko urządzenia stanowiące jego własność, ale także udostępniane na podstawie innych tytułów. Kontrola obejmować powinna w takim wypadku całość urządzeń pozostających w dyspozycji przedsiębiorstwa, a nie tylko stanowiących jego własność.

Wątpliwości dotyczących zarówno przyjętej techniki legislacyjnej, nowelizacji czy wręcz jej braku, jak i jej zawartości merytorycznej można by mnożyć. Wskazane przykłady w mojej ocenie wyraźnie dowodzą, iż projekt ustawy sporządzony i przyjęty został w sposób niedbały, nie uwzględniający przyjętych zasad techniki prawodawczej, jak również w sposób nie do końca przemyślany pod względem merytorycznym, wskutek czego prawidłowe stosowanie ustawy, a więc i osiągnięcie za pomocą tego instrumentu celów wytyczonych dyrektywami Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/72/WE oraz 2009/73/WE, staje pod znakiem zapytania.



MARIUSZ SWORA, ZDZISŁAW MURAS



## Status odbiorcy przemysłowego w świetle ustawy Prawo energetyczne

### Wprowadzenie

Jedną z cech charakteryzujących ustawę *Prawo energetyczne*<sup>1</sup> jest to, że wyodrębnia specyficzne podmioty występujące na rynkach regulowanych ze względu na ich szczególną charakterystykę z punktu widzenia ról (technicznych, ekonomicznych), które pełnią w systemach energetycznych. Część z tych podmiotów występuje wspólnie na części regulowanych rynków (np. operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego), inne są specyficzne tylko dla jednego z nich (np. operator systemu magazynowania dla rynku gazu ziemnego). W obszernej nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne*, przyjętej w lipcu 2013 r., prawodawca wykreował nowy podmiot, określony jako *odbiorca przemysłowy*.

Autorzy niniejszego opracowania stawiają sobie za cel przybliżenie tej instytucji oraz odpowiedź na pytania dotyczące przyczyny i celu dla którego znalazła się w przepisach ustawy. Aby zrealizować takie założenie, skonfrontujemy koncepcję zdefiniowania odbiorcy przemysłowego z kategorią odbiorcy energochłonnego, wyodrębnianego przez ustawodawcę ze względu na kryterium zużycia energii elektrycznej oraz udziału jej kosztu w produkcji właściwym. Z punktu widzenia problematyki dotyczącej odnawialnych źródeł energii, istotne jest przy tym to, że ta kategoria podmiotów trafiła do ustawy *Prawo energetyczne* w wyniku działań mających obniżyć m.in. koszty funkcjonowania systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii (OZE) dla części przemysłu.

Sama idea obniżenia poziomu ciężarów fiskalnych i parafiskalnych obciążających cenę energii, którą płaci przemysł, jako pochodna kosztów polityki klimatycznej jest niejako drugą stroną tej samej monety. Przyjęte roz-

---

<sup>1</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, t. jedn. Dz. U. z 2006 r., nr 89, poz. 625, ze zm., dalej: *ustawa Prawo energetyczne* lub pr. en.

wiązania stanowią *sui generis* wyjątek od jednolicie dotychczas postrzeganej zasady, zgodnie z którą każdy odbiorca końcowy w tej samej wysokości byłby obciążany kosztami jej realizacji, bez względu na to jak wpływało to na jego konkurencyjność, w tym na rynku międzynarodowym. Zatem zarówno z punktu widzenia prawa gospodarczego, jak też polityki gospodarczej, można się zastanawiać, czy została prawidłowo zrealizowana.

## Status odbiorcy energochłonnego w prawie unijnym

Kwestia energochłonności przemysłu jest zauważana przez prawodawcę europejskiego jako efekt dyskusji na temat kosztów polityki klimatycznej oraz zjawiska tzw. ucieczki emisji (z j. ang. *carbon leakage*). Zjawisko to jest opisywane poprzez efekty polityki klimatycznej i można je analizować w dwóch różnych ujęciach. Po pierwsze, zwraca się uwagę na proces przenoszenia produkcji przez przedsiębiorców do państw, w których koszty ochrony klimatu, w tym programów redukcji emisji, są niższe. Po drugie, analizuje się zjawisko zwiększonej konsumpcji energii w państwach nie stosujących finansowych środków polityki klimatycznej (podatek węglowy, systemy handlu emisjami) w związku z obniżeniem konsumpcji (i w związku z tym z obniżeniem cen na rynkach światowych) w państwach stosujących tego typu środki<sup>2</sup>.

Komisja Europejska, tłumacząc to zjawisko, podkreśla przy tym, że może ono dotyczyć przede wszystkim przemysłu energochłonnego<sup>3</sup>. Taka ucieczka obniża konkurencyjność gospodarki unijnej, wpływając również na ogólny wzrost wysokości emisji. Jeżeli mamy więc obciążenia finansowe, to można z dużą dozą pewności domniemywać, że pojawiają się też podmioty, które będą zainteresowane, aby ich nie ponosić (w tym wypadku pytanie, czy nie całkiem słusznie?). Stąd też w polityce unijnej, a co za tym idzie również w prawie, można odnaleźć przepisy, które wyodrębniają określoną grupę przedsiębiorstw zagrożonych ucieczką emisji, przyznając jej określone przywileje. Ze względu na tematykę niniejszego opracowania, nas oczywiście będzie interesowała przede wszystkim kwestia sposobu definiowania tego typu podmiotów i kryteria dobierane do ich wyodrębnienia. Na drugim planie pozostawiamy kwestię tożsamości podmiotowej (która notabene

<sup>2</sup> A. Antimiani, V. Costantini, Ch. Martini, L. Salvatici, M. C. Tommasino, *Carbon Leakage and Trade Adjustment Policies*, [w:] V. Costantini and M. Mazzanti (eds.), *The Dynamics of Environmental and Economic Systems: Innovation, Environmental Policy and Competitiveness*, Springer 2013, s. 28.

<sup>3</sup> [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/index_en.htm)

w prawie unijnym traktowana jest dość płynnie), kładąc nacisk na kryteria przedmiotowe, uwarunkowane ekonomicznie.

Kryterium energochłonności jest uznawane za istotne w unijnym prawie podatkowym, gdzie służy przyznaniu określonej kategorii przedsiębiorstw (a właściwie zakładów przemysłowych) przywilejów podatkowych. I tak, pojęcie zakładu energochłonnego zostało unormowane w Dyrektywie 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej<sup>4</sup>. Zgodnie z przepisem art. 17 ust. 1 lit a) tego aktu prawnego, pojęcie „zakład energochłonny” ma oznaczać jednostkę gospodarczą, określoną w art. 11 (zgodnie z tym przepisem jednostka gospodarcza nie może być mniejsza od części przedsięwzięcia lub osoby prawnej, która z organizacyjnego punktu widzenia stanowi niezależny zakład, to znaczy jest jednostką zdolną do funkcjonowania, opierając się na własnych środkach), w której koszty nabycia produktów energetycznych i energii elektrycznej wynoszą przynajmniej 3,0% wartości produkcji lub krajowy należny podatek energetyczny wynosi przynajmniej 0,5% wartości dodanej. W ramach tej definicji państwa członkowskie mogą stosować bardziej rygorystyczne pojęcia, włącznie z wartością sprzedaży, definicjami dotyczącymi procesu i sektora. Kryterium dobrane w dyr. 2003/96 nie budzi większych wątpliwości (abstrahujemy tutaj od wątpliwości interpretacyjnych na gruncie polskiego prawa podatkowego), odwołując się do wartości produkcji lub wysokości należnego podatku energetycznego.

Nieco inne podejście prezentuje unijne prawodawstwo z zakresu polityki klimatycznej. W dyrektywie 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę Rady 96/61/WE nie zdefiniowano pojęcia zakładu energochłonnego, ale wyodrębniono tam pojęcie sektora lub podsektora narażonego na znaczące ryzyko ucieczki emisji. Z takim sektorem lub podsektorem, zgodnie z art. 10a ust. 15 wspomnianej dyrektywy, mamy więc do czynienia, gdy:

a) suma dodatkowych kosztów bezpośrednich i pośrednich spowodowanych wprowadzeniem w życie niniejszej dyrektywy prowadziłaby do znacznego wzrostu kosztów produkcji obliczonych jako stosunek do wartości dodanej brutto, w wysokości co najmniej 5 %; oraz

b) intensywność handlu z krajami trzecimi, określona jako stosunek między całkowitą wartością eksportu do krajów trzecich, powiększona o wartość importu z krajów trzecich, a całkowitą wielkością rynku Wspólno-

<sup>4</sup> Dz. Urz. UE L 283/51 z 31.10.2003 r., dalej: dyr. 2003/96.

ty (roczny obrót i całkowita wartość importu z krajów trzecich), wynosi powyżej 10%<sup>5</sup>.

Kryterium to jest zobiektywizowane poprzez odniesienie się do stosunkowo łatwo uchwytnych wartości ekonomicznych, które pozwalają na wyodrębnienie takich sektorów lub podsektorów (por. też art. 10a ust. 16 tego aktu). Należy również dodać, że szczegółowy wykaz tych sektorów i podsektorów jest unormowany w decyzji KE 2010 z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalającej, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji<sup>6</sup>. W decyzji tej znaleźć można szczegółowy wykaz sektorów narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji wymienionych ze względu na przedmiot działalności (np. produkcja słodów, produkcja odzieży skórzanej). Dodajmy, że dołączenie sektora lub podsektora do listy z dec. 2010/2 jest poprzedzone oceną jakościową, a w samej decyzji KE wyjaśniła w sposób szczegółowy metodologię dokonywania takiej oceny.

Mimo różnic w podejściu, w obu przedstawionych przez nas przypadkach, wyodrębnienie kategorii przedsiębiorstw szczególnie traktowanych ze względu na zjawisko ucieczki emisji jest stosunkowo klarowne. Odwołanie do wartości ekonomicznych obiektywizuje wydzielenie konkretnych przedsiębiorstw (grup przedsiębiorstw), co jest podstawą do przyznania im określonych przywilejów.

## **Odbiorca energochłonny a odbiorca przemysłowy – prawo krajowe**

Przystępując do analizy pojęcia odbiorcy przemysłowego, warto skonfrontować je z funkcjonującymi w prawie krajowym definicjami przedsiębiorstw czy zakładów energochłonnych, a nawet z powszechną definicją słowa energochłonny, czy energochłonność. Jest to o tyle istotne, że może dać nam odpowiedź na pytanie dotyczące rozumienia omawianego pojęcia.

Energochłonność jest pojęciem z zakresu produkcji przemysłowej i najczęściej ujmuje się ją jako relację wielkości zużycia energii w procesie produkcyjnym w przedsiębiorstwie, danym przemyśle, czy szerzej – w gospodarce narodowej, w odniesieniu do odpowiedniej wielkości produkcji, w której uczestniczy ta energia, czyli inaczej jako relację nakładów energii

<sup>5</sup> Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003 r., dalej: dyr. 2003/87.

<sup>6</sup> Dz. Urz. UE L 1/10 z 5.01.2010 r. dalej: dec. 2010/2.

do efektów z niej uzyskanych<sup>7</sup>. W innym ujęciu – energochłonny to inaczej zużywający duże ilości energii<sup>8</sup>.

*De lege lata* to właśnie kryterium nakładów do efektów stanowiło i stanowi podstawę wyróżnienia przedsiębiorstwa (zakładu, podmiotu) zwanego potocznie energochłonnym. Jest to klasyczne podejście do pojęcia podmiotów energochłonnych i – jak wspomnieliśmy – znajduje zastosowanie w wielu dziedzinach w skali mikro i makro (np. energochłonność budynku i energochłonność gospodarki narodowej). I tak np. przez zakład energochłonny wykorzystujący wyroby węglowe w rozumieniu art. 31a ust. 7 ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym rozumie się podmiot, u którego udział zakupu wyrobów węglowych w wartości produkcji sprzedanej wynosi nie mniej niż 10% w roku poprzedzającym rok, w odniesieniu do którego jest ustalany procentowy udział<sup>9</sup>. Definicja zakładu energochłonnego posługuje się zatem kryterium wartości produkcji sprzedanej, przez co należy rozumieć całość produkcji sprzedanej, czyli zarówno wartość sprzedanych wyrobów gotowych, jak i wartość świadczonych usług, do udziału kosztu wyrobów węglowych.

Podobna regulacja została wprowadzona ustawą o zmianie u.o.p.a z dnia 27 września 2013 r.<sup>10</sup> i weszła w życie 1 listopada 2013 r. w odniesieniu do akcyzy na paliwa gazowe. W omawianym przypadku przez zakład energochłonny wykorzystujący wyroby gazowe należy rozumieć podmiot, u którego udział zakupu wyrobów gazowych w wartości produkcji sprzedanej wynosi nie mniej niż 5% w roku poprzedzającym rok, w odniesieniu do którego jest ustalany procentowy udział. Zakład taki został zwolniony od akcyzy na wyroby gazowe, jeżeli po pierwsze wykorzystuje gaz na cele opałowe i po drugie w zakładzie tym wprowadzony został w życie system prowadzący do osiągnięcia celów dotyczących ochrony środowiska lub do podwyższenia efektywności energetycznej. Należy jednak jednocześnie zauważyć, że zwolnienie od akcyzy objęło także wykorzystanie gazu do celów opałowych, wykorzystywanych do łącznego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, czyli wytwarzania *de facto* w procesie kogeneracji oraz w procesach mineralogicznych, elektrolitycznych i metalurgicznych oraz do redukcji chemicznej, które w sposób bardzo ogólny i pośredni nawiązują do rodzajów wykonywanej działalności przez dane podmioty, czyli co najmniej w kierunku przyjętym w pr.en.<sup>11</sup>

<sup>7</sup> Na podstawie [www.sjp.pwn.pl](http://www.sjp.pwn.pl) oraz J. Honczarenko, A. Berliński, *Modelowanie energochłonności procesów transportowych w zautomatyzowanych systemach montażowych*, Technologia i Automatyzacja Montażu Nr 4, z 2011, s. 49 oraz podanej tam literatury.

<sup>8</sup> Zob. [www.sjp.pwn.pl](http://www.sjp.pwn.pl).

<sup>9</sup> T. jedn. Dz.U. z 2011 r., Nr 108, poz. 626, dalej: u.o.p.a.

<sup>10</sup> Dz.U. z 2013, poz. 1231.

<sup>11</sup> Na przykład pod pojęciem procesy mineralogiczne należy rozumieć procesy sklasyfikowane w nomenklaturze NACE pod kodem DI 26 „produkcja produktów z pozostałych

Kolejną definicję podmiotu energochłonnego, we wskazanym powyżej klasycznym zakresie rozumienia tego pojęcia, możemy znaleźć w ustawie z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, która, w regulacji zawartej w art. 13, pozwala na redukcję kosztów funkcjonowania systemu świadectw efektywności energetycznej w odniesieniu do przedsiębiorstw energochłonnych zdefiniowanych jako – odbiorcy końcowi, którzy w roku poprzedzającym rok realizacji obowiązku pozyskania i przedstawienia do umorzenia tzw. świadectw efektywności energetycznej zużyli nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej i dla których udział kosztu energii w wartości produkcji jest nie mniejszy niż 15%<sup>12</sup>.

W u.o.e.e. wprowadzono rozwiązanie umożliwiające zaliczenie oszczędności energii osiągniętej przez odbiorcę końcowego, potocznie nazywanego energochłonnym, na poczet wykonania obowiązku ciążącego na sprzedawcy energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo energetyczne sprzedające energię elektryczną może dokonać rozliczenia ciążącego na nim obowiązku dotyczącego efektywności energetycznej, pomniejszając go o oszczędność wskazaną przez odbiorcę końcowego w oświadczeniu przedkładanym temu przedsiębiorstwu. Rozwiązanie to eliminuje możliwość pojawienia się zjawiska podwójnego ponoszenia kosztów przez odbiorcę końcowego: po pierwsze – z tytułu przeprowadzonego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, a po drugie – z tytułu poniesienia w cenie energii elektrycznej kosztów nabycia świadectw efektywności energetycznej przez sprzedawcę energii elektrycznej. Pod pojęciem odbiorcy końcowego „energochłonnego” rozumie się przy tym odbiorcę, który w roku realizacji obowiązku (przez sprzedawcę energii) zużył nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej i dla którego udział kosztu energii elektrycznej w wartości produkcji jest nie mniejszy niż 15%.

Z pojęciem odbiorcy końcowego mającego uprawnienie do korzystania z określonych preferencji możemy spotkać się także w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, które przewiduje dla takich podmiotów ulgi w postaci niższej stawki jakościowej i przejściowej<sup>13</sup>. Jak wynika z uzasadnienia rozporządzenia, przyjęcie tego rozwiązania miało na celu łagodzenia negatywnych skutków wzrostu cen energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energochłonnych (przy tym w samym rozporządzeniu

---

surowców niemetalicznych” w rozporządzeniu Rady (EWG) nr 3037/90 z dnia 9 października 1990 r. w sprawie statystycznej klasyfikacji działalności gospodarczej we Wspólnocie Europejskiej (Dz. Urz. UE L 293 z 24.10.1990, str. 1, z późn. zm.; Dz. Urz. UE; Polskie wydanie specjalne, rozdz. 02, t. 04, str. 177, z późn. zm.).

<sup>12</sup> Dz. U. Nr 94, poz. 551 ze zm., dalej: u.o.e.e.

<sup>13</sup> Rozporządzenie z 18.08.2011 r., Dz. U. z 2013, poz.1200 j.t.

prawodawca nie posługuje się takim pojęciem). Przyjętym rozwiązaniem wprowadzono preferencyjne dla odbiorców energochłonnych zasady naliczania stawki jakościowej opłaty przesyłowej energii elektrycznej. Także w tym przypadku prawodawca posłużył się pojęciem odbiorców końcowych, którzy w roku kalendarzowym (n-2), poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy (n), w którym jest stosowana stawka jakościowa, zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej [...] stanowi nie mniej niż 15% wartości produkcji.

Reasumując, nie licząc u.o.p.a., gdzie wprost użyto pojęcia „zakład energochłonny”, w pozostałych przepisach mamy raczej do czynienia z pojęciem odbiorcy, któremu przez pryzmat jego energochłonności zostaje nadana potocznie nazwa „przedsiębiorstwa energochłonnego”, ponieważ jest to odbiorca, którego produkt główny charakteryzuje się wysokim stosunkiem nakładu energii do jednostkowego kosztu tego produktu. Co istotne, zakres dookreślenia pojęcia odbiorcy spełniającego cechy energochłonnego znajdujemy w przepisach prawa materialnego, a nie słownikach definicji ustawowych.

## **Odbiorca przemysłowy w ustawie Prawo energetyczne – definicja**

W przepisach pr. en. ustawodawca unormował w sposób szczególny szereg rodzajów podmiotów, biorąc pod uwagę różne kryteria i potrzeby ich wyodrębnienia. Nowelizacja pr. en. z 26.07.2013 r., do utrwalonych już kategorii odbiorcy i odbiorcy końcowego dodała jeszcze pojęcia: odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej oraz najistotniejszą z punktu widzenia nin. opracowania – definicję odbiorcy przemysłowego<sup>14</sup>. Definicje odbiorcy w gospodarstwie domowym oraz odbiorcy wrażliwego mają swoje oparcie w przepisach dyrektyw liberalizacyjnych. Pojęcie odbiorcy w gospodarstwie domowym jest unormowane w słownikach obu dyrektyw – odpowiednio w art. 2 pkt. 10 dyr. 2009/72 oraz art. 2 pkt. 25 dyr. 2009/73<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Ustawa z dnia 26.07.2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

<sup>15</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 55, dalej: dyr. 2009/72; dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku we-

Wyodrębnienie tej kategorii odbiorców łączy się z regulacją usługi powszechnej oraz zapewnienia tego typu odbiorcom wyższego stopnia ochrony konsumenckiej, ze względu na relatywnie słabą siłę nabywczą. Jeżeli chodzi o status odbiorcy wrażliwego, to jest on również przedmiotem uregulowań obu dyrektyw, jednakże samo pojęcie nie zostało zdefiniowane w słowniczkach żadnej z dyrektyw.

Z tekstu zasadniczego dyr. 2009/72 i dyr. 2009/73 wynika, że prawodawca europejski łączy odbiorcę wrażliwego z kwestią ubóstwa energetycznego, pozostawiając jednak porządkom państw członkowskich swobodę co do szczegółowego zdefiniowania tego, kim w konkretnym porządku prawnym jest odbiorca wrażliwy<sup>16</sup>. W słowniczkach obu dyrektyw znajduje się również pojęcie odbiorcy nie będącego gospodarstwem domowym, co wskazuje na to, że w jego zakres będą wchodzić odbiorcy przemysłowi. W zakres tego pojęcia wchodzi jednak również odbiorcy hurtowi, których głównym celem działalności nie jest prowadzenie produkcji przemysłowej.

W tekstach obu dyrektyw (zarówno w preambułach, jak też w tekstach zasadniczych) funkcjonuje również pojęcie dużego odbiorcy nie będącego gospodarstwem domowym. Prawodawca łączy w obu dyrektywach liberalizacyjnych tę kategorię odbiorców z uprawnieniem do zawierania umów z kilkoma dostawcami jednocześnie. Już w tym miejscu można stwierdzić (w dalszym toku wywodu potwierdzimy tę tezę), że polski ustawodawca, wyodrębniając kategorię odbiorców przemysłowych nie dokonał aktu implementacji którejkolwiek z dyrektyw liberalizacyjnych, a jedynie wykreował autonomiczną kategorię podmiotów uprawnionych do korzystania ze swojego przywileju.

Przyglądając się konstrukcji pojęcia „odbiorca przemysłowy” na gruncie pr. en., można na wstępie pokusić się o konstatację, że w mamy tutaj do czynienia z pewną hybrydową kompilacją zarówno kryteriów o charakterze materialnym cech odbiorcy, które można by nazwać potocznie energochłonnym, zawartą w przepisach prawa materialnego (art. 9a ust. 1a pkt 1 i ust. 1a<sup>3</sup>) i standardową, a więc zamieszczoną w słowniku ustawy pr. en. definicją samoistną odbiorcy przemysłowego. Układ korelacji między tymi pojęciami w porównaniu do rozwiązań zaobserwowanych na gruncie innych rozwiązań prawnych jest taki, że każdy przedsiębiorca (odbiorca) przemysłowy

---

wnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 94, dalej: dyr. 2009/73.

<sup>16</sup> M. Swora, A. Bednarska, *Odbiorca wrażliwy społecznie*, „Rzeczpospolita” z 11.12.2007 r.; D. Skutecka, A. Powałowski, *Miejsce odbiorcy na rynku energii wobec zachodzących na nim procesów z uwzględnieniem zmian w tzw. trójpaku energetycznym*, [w:] A. Walaszek-Pyziół, *Regulacja innowacja w sektorze energetycznym*, Warszawa 2010, s. 396; T. Długosz, *Ochrona odbiorcy wrażliwego w dyrektywach trzeciego pakietu energetycznego*, [w:] H. Gronkiewicz-Waltz i K. Jaroszyński, *Europeizacja publicznego prawa gospodarczego*, Warszawa 2011, s. 64.

będzie odbiorcą energochłonnym, natomiast nie każdy odbiorca energochłonny może zostać zaliczony do odbiorców przemysłowych.

Wyodrębnienie określonej kategorii podmiotów w przypadku przepisów, które przyznają jej określone przywileje, musi spełniać wymogi wynikające z konstytucyjnej zasady równości. Chodzi więc o to, aby przy takim wyodrębnieniu, odwołując się do znaczenia zasady równości przyjętego przez Trybunał Konstytucyjny, odnaleźć cechę istotną (relevantną), która pozwala na wyodrębnienie określonej grupy podmiotów<sup>17</sup>. Jeżeli chodzi o odbiorców energochłonnych, to nie mamy wątpliwości, że szczególna cecha energochłonności może stanowić wystarczającą podstawę do wyodrębnienia ich jako odrębnej kategorii działowej, która będzie przedmiotem szczególnej regulacji. Czy jednak to samo można powiedzieć o odbiorcy przemysłowym w znaczeniu przydanym temu pojęciu przez pr. en.?

Definicja odbiorcy przemysłowego w pr. en. odwołuje się do kryterium przedmiotu prowadzonej działalności gospodarczej. Ustawodawca kreuje w niej listę działalności, które uznał za tak istotne, aby wśród odbiorców potocznie nazywanych energochłonnymi wyróżnić subkategorię podmiotów taki rodzaj działalności wykonujących i nadać im dodatkowe uprawnienia. Oto bowiem, zgodnie z art. 3 pkt. 20 e) pr. en. – do takiej kategorii zaliczani są odbiorcy końcowi, których główną działalnością gospodarczą jest działalność w określonych w tym przepisie tematycznie zakresach (tj. w zakresie: wydobywania węgla kamiennego lub rud metali nieżelaznych, produkcji wyrobów z drewna oraz korka, z wyłączeniem produkcji mebli, produkcji papieru i wyrobów z papieru, produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych, produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych, produkcji szkła i wyrobów ze szkła, produkcji ceramicznych materiałów budowlanych, produkcji metali, produkcji elektrod węglowych i grafitowych, styków i pozostałych elektrycznych wyrobów węglowych i grafitowych, produkcji żywności).

Co charakterystyczne więc, prawodawca wyodrębnił subkategorię odbiorców końcowych i uczynił to ze względu na, jak się wydaje, indyferentne z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego kryterium w postaci przedmiotu prowadzonej działalności. Dobór takiego kryterium nie pozwala *prima facie* domniemywać, jakie szczegółowe kryteria decydowały o znalezieniu się w tej grupie, a na pewno nie pozwala na przyjęcie, że kryterium wyodrębnienia tego typu podmiotów była energochłonność. Można jedynie pośrednio domniemywać, że podstawą do zaliczenia wymienionych w przepisie art. 3 pkt. 20 e) pr. en. dziedzin działalności była supozycja, że

---

<sup>17</sup> Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 24 lutego 1999 r SK 4/98 OTK 1999, nr 2 poz. 24.

właśnie w tych branżach mamy do czynienia ze stosunkowo wysokim zużyciem energii na jednostkę produktu.

W większości przypadków są to także branże strategiczne (choć nie jedyne), które mogą być narażone na *carbon leakage* oraz konkurujące swymi produktami na arenie międzynarodowej lub mające silną konkurencję międzynarodową (definiensem objęto np. węgiel kamienny, a już nie węgiel brunatny, jak się wydaje ze względu na jego właściwości fizykochemiczne i brak możliwości transportu na duże odległości, co powoduje, że zagrożenie konkurencyjne jest minimalne, a właściwie żadne)<sup>18</sup>.

Precyzyjne zweryfikowanie tak postawionej tezy wymagałoby jednak pogłębionej analizy ekonomicznej. Na pewno można natomiast stwierdzić, że zabieg ten wykreował subkategorię odbiorców w ramach kategorii odbiorców energochłonnych, w której znalezienie się jest uzależnione jedynie od wpisania na przedmiotową listę zawartą w omawianym przepisie. W tym przypadku jedyna forma zaliczenia się do wspomnianej kategorii to albo rozpoczęcie wykonywania już znajdującej się na liście działalności gospodarczej, albo właśnie poszerzenia samej listy o kolejne rodzaje działalności gospodarczej.

Odpowiedzi na pytanie o zasady kreowania tej listy nie znajdziemy także w uzasadnieniu do projektu ustawy (druk sejmowy nr 946), które nie identyfikuje klucza działalności, które na tej liście się znalazły, łącząc je nie tyle z definicją ustawową, co z dalszymi przepisami opisującymi uprawnienia jakie dla tych podmiotów zostały wprowadzone (cyt.: *Dalsze przepisy parametryzują tych odbiorców przemysłowych, którzy z uwagi na energochłonność zostali zakwalifikowani do obniżenia kosztów funkcjonowania systemów wsparcia*).

Nie chodzi więc w interesującej nas definicji najpewniej o energochłonność, bo to kryterium (jak wykażemy w dalszym toku wywodu) staje się istotne dopiero w związku z przepisami zawartymi w dalszej części ustawy, co słusznie zauważone zostało w uzasadnieniu do projektu ustawy. Konfrontacja z przepisami prawa unijnego jednoznacznie wskazuje, że polski prawodawca nie odwołał się do żadnego ze znanych sposobów wyodrębnienia odbiorców energochłonnych, kształtując grupę odbiorców przemysłowych. Przyjętej metodzie stosunkowo najbliższej, ale jedynie pozornie – do tej, którą zastosowała w dec. 2010/2, która wymienia przedmiotowo sektory lub podsektory gospodarki zagrożone zjawiskiem ucieczki emisji.

Pamiętajmy jednak, że w tym przypadku w dyrektywie 2003/87 zostały przyjęte jasne i zobiektywizowane kryteria, a w samej decyzji KE obszernie wyjaśniła metodologię pozwalającą na zaliczenie konkretnych sektorów lub podsektorów do tych, które są narażone na ryzyko ucieczki emisji. Nie są

<sup>18</sup> Zob. np. *Mały trójpak energetyczny wchodzi w życie – co się zmieni?* [www.wysokie.napiecie.pl](http://www.wysokie.napiecie.pl)

to zresztą przedmiotowo te sektory, które zostały wymienione w art. 3 pkt. 20 e) pr. en., co może oznaczać, że podstawą ich wyodrębnienia nie była jakaś pochodna polityki unijnej w zakresie zwalczania zjawiska ucieczki emisji. Najlepszym przykładem pewnej dowolności kreowania tej listy jest fakt, że już na końcowym etapie prac sejmowych została dodana kategoria odbiorców końcowych wykonujących działalność w zakresie produkcji żywności, nie mająca wiele wspólnego z przemysłem „emisyjnym”<sup>19</sup>.

Konstruując definicję odbiorcy przemysłowego w słowniczku wyrażeń ustawowych prawodawca dokonał zabiegu zawężenia pojęcia odbiorcy końcowego poprzez odwołanie się do kryterium głównej działalności. Co owa główna działalność ma oznaczać, ustawodawca już nie wytłumaczył. Biorąc pod uwagę zasadę konsekwencji językowej prawodawcy, uznać należy, że nie jest to pojęcie tożsame z pojęciem przeważającej działalności, znanym z załącznika do rozporządzenia z dnia 24 grudnia 2007 r. w sprawie Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), gdzie prawodawca postanowił, iż cyt.: *przeważającą działalnością jednostki statystycznej jest działalność posiadająca największy udział wskaźnika (np. wartość dodana, produkcja brutto, wartość sprzedaży, wielkość zatrudnienia lub wynagrodzeń) charakteryzującego działalność jednostki. W badaniach statystycznych zalecanym wskaźnikiem służącym do określenia przeważającej działalności jest wartość dodana*<sup>20</sup>.

Trudno uznać tu również za ustawą *Prawo bankowe*, że ma to być podstawowa działalność będąca źródłem większości przychodów<sup>21</sup>. W pr. bank. ustawodawca bowiem do określenia pojęcia instytucja finansowa posłużył się definicją, zgodnie z którą instytucja finansowa to podmiot nie będący bankiem ani instytucją kredytową, którego podstawowa działalność będąca źródłem większości przychodów polega na wykonywaniu działalności gospodarczej określonej w pr. bank. Tu ustawodawca posługuje się wyraźnie określeniem działalności podstawowej będącej źródłem większości przychodów.

Przyjęte rozwiązanie uzasadnia pogląd, iż kryterium wyodrębnienia działalności o charakterze podstawowym w ramach działalności danego podmiotu mającego zostać uznanym za instytucję finansową będzie stanowić procentowy udział w przychodach, a nie intensywność czy zakres danej działalności (zakres działalności podstawowej musi jednak pokrywać się z treścią katalogu czynności sformułowanego w art. 4 ust. 1 pkt 7 pr. bank.). Użyte w art. 4 ust. 1 pkt 7 pr. bank. sformułowanie „większość” prowadzi do wniosku, iż działalność podstawowa musi generować ponad 50%

<sup>19</sup> Zob. pierwotne przedłożenie grupy posłów z 18 października 2012 r., druk 946.

<sup>20</sup> Dz. U. Nr 251, poz. 1885, zał. ze zm.

<sup>21</sup> Ustawa z dnia 29.08.1997 r. Prawo bankowe, t. jedn. Dz. U. z 2012 r., poz. 1376, ze zm., dalej: pr. bank.

wszystkich przychodów danego podmiotu. Takiego doprecyzowania nie znajdujemy jednak w definicji odbiorcy przemysłowego.

Z uwagi na brak ustawowej definicji głównej działalności gospodarczej, do oceny podstawowego (przeważającego) charakteru prowadzonej działalności zasadne wydaje się przyjęcie powszechnego znaczenia pojęcia „główna” (najważniejsza, podstawowa, zasadnicza<sup>22</sup>) działalność w stosunku do pozostałych wykonywanych przez przedsiębiorcę działalności, a kryterium dookreślające tę działalność to kryterium udziału w wartości przychodów, w ramach ogólnej działalności przedsiębiorstwa w stosunku do przychodów z tej głównej działalności. Naszym zdaniem pojęcie działalności głównej, w omawianym przypadku, należy wiązać z jego powszechnym znaczeniem, tzn. odnoszącej się do działalności przynoszącej najwyższy, podstawowy przychód lub zysk takiemu odbiorcy, niekoniecznie jednocześnie stanowiącej największą część jego działalności (choć będzie to pewnie w przeważającej części przypadków zasada).

Wykreowanie tego rodzaju definicji powoduje, że istnieje możliwość zaliczenia się do kategorii odbiorców przemysłowych także odbiorców, których działalność wymieniona na liście będzie jedną z wielu wykonywanych działalności, a następnie korzystania z systemu ulg w odniesieniu do wszystkich wykonywanych działalności, a nie tylko głównych. Pojęcie głównej działalności zostało bowiem zawarte jedynie w słowniku ustawowym i tylko w takim zakresie konstytuuje odbiorców przemysłowych, do których znajdują zastosowanie wszelkie uprawnienia zawarte w przepisach materialnych pr. en.

Podsumowując ten wątek rozważań, należy stwierdzić, że nie da się jednoznacznie ustalić *ratio legis* wyodrębnienia kategorii odbiorcy przemysłowego na podstawie samej tylko definicji. Wynika z niej, że odbiorcą przemysłowym jest odbiorca prowadzący działalność jedynie w jednej z wymienionych w definiensie kategorii działalności – i to jedynie wtedy, gdy ta działalność jest jego działalnością główną. Z naszych ustaleń wynika również, że przy konstruowaniu definicji odbiorcy przemysłowego prawodawca krajowy nie odwołał się do żadnego znanego prawu unijnemu sposobu wyodrębniania odbiorców charakteryzowanych przez ich związek z przemysłem.

## **Odbiorca przemysłowy w ustawie Prawo energetyczne – kryterium energochłonności**

Jeżeli chodzi o zasadniczy tekst ustawy *Prawo energetyczne*, to prawodawca wiąże określone uprawnienia wykreowanego pojęcia odbiorcy prze-

<sup>22</sup> <http://sjp.pwn.pl>.

mysłowego z dwiema dodatkowymi przesłankami, tj. po pierwsze – z przesłanką wielkości zużycia oraz po drugie – kosztu energii w stosunku do wartości produkcji przedsiębiorcy przemysłowego. Przy tym koszt energii nie został przez ustawodawcę wyraźnie określony, co nasuwa uzasadnione wątpliwości dotyczące tego, czy kosztem energii jest koszt zakupu towaru, czy również usług dystrybucji i przesyłu. *De lege lata* to koszt energii dla odbiorcy przemysłowego ma wynieść nie mniej niż 3% wartości jego produkcji, tym samym, naszym zdaniem, chodzi tu o pełen koszt pozyskania energii (w tym również z rynku bilansującego), zatem pozyskania zarówno towaru, jak i usługi wraz z obowiązkowymi obciążeniami publicznoprawnymi (podatkami i kosztami certyfikatów).

Jednocześnie, ponieważ ustawa stanowi o zużyciu 100 GWh energii, a nie o jej zakupie, oznacza to, że również do tej wielkości może zostać zaliczona autoprodukcja z jej kosztami stałymi i zmiennymi (tu istotne znaczenie będzie miała kwestia przeprowadzenia dowodu – jakie koszty składają się na produkcję energii elektrycznej przez autoproducenta). Przez wartość produkcji, o której mowa w art. 9a ust. 1a<sup>3</sup> pr. en., należy przy tym rozumieć przychód ze sprzedaży własnych wyrobów, robót i usług (bez podatku od towarów i usług), pomniejszony o podatek akcyzowy i powiększony o kwoty dotacji do produktu (art. 9a ust. 1a<sup>4</sup> pr. en.).

Co warto podkreślić, ustawodawca nie ograniczył tego przychodu jedynie do przychodów z działalności głównej, zatem zasadnie można przyjąć, że chodziło mu o wartość produkcji w rozumieniu ustawowym z każdego rodzaju działalności, robót i usług wykonywanych przez przedsiębiorcę przemysłowego. Jednocześnie, aby taki odbiorca mógł korzystać z przyznanego mu przywileju, musi spełnić jeszcze jedną przesłankę, a mianowicie: musi złożyć do Prezesa URE oświadczenie potwierdzające zużycie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku, w terminie do dnia 30 listopada każdego roku.

Podmiot taki musi znaleźć się ponadto w opublikowanym do 31 grudnia każdego roku wykazie odbiorców przemysłowych publikowanym przez Prezesa URE. Oświadczenia dotyczące kolejnych lat realizacji obowiązku odbiorca przemysłowy, chcąc kroczyć korzystając z uprawnienia do obniżenia poziomu obowiązku, musi składać do dnia 30 listopada roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku. Brak złożenia stosownego oświadczenia lub złożenie go po upływie ustawowego terminu powoduje brak możliwości skorzystania z omawianej ulgi w danym roku, ale nie wywołuje negatywnych konsekwencji na przyszłość. Oznacza to, że można permanentnie albo cyklicznie korzystać ze wspomnianego uprawnienia.

Podmiot, który spełnia przedstawione przez nas wymagania, może obniżyć koszt realizacji obowiązku zakupu i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej w przedziale od 20% do 80%<sup>23</sup>. Przy tym, co istotne, obowiązek ten jest realizowany jedynie od ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek, czyli zużytej przez przedsiębiorcę przemysłowego (należy to również odpowiednio odnieść do energii kupowanej na rynku bilansującym). Podkreślić należy, że w myśl art. 32 nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne*, przepis art. 9a ust. 1a<sup>3</sup> pr. en. stosuje się od dnia ogłoszenia pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tej ustawie ze wspólnym rynkiem.

Zatem to, czy przedsiębiorcy energochłonni będą musieli wypełnić obowiązek w 100%, czy ze stosowną ulgą, będzie zależało od tego czy zostanie podjęta pozytywna decyzja Komisji w tej sprawie. Jak bowiem wynika z art. 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej<sup>24</sup>, cyt.: *Komisja jest informowana, w czasie odpowiednim do przedstawienia swych uwag, o wszelkich planach przyznania lub zmiany pomocy. [...] Dane Państwo Członkowskie nie może wprowadzać w życie projektowanych środków dopóki procedura ta nie doprowadzi do wydania decyzji końcowej.* Zatem pomoc publiczna, w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE, udzielona z naruszeniem obowiązków wynikających z art. 108 ust. 3 TFUE jest bezprawna i jako taka powinna ulec zwrotowi.

Jak podkreśla się w orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości UE, przyznanie pomocy publicznej przed pozytywną decyzją Komisji stanowi element pomocy nienależnej i podlega zwrotowi. W jednym ze swych wyroków Trybunał podkreślił, że cyt.: *Logiczną konsekwencją stwierdzenia bezprawności pomocy jest jej zniesienie poprzez jej odzyskanie, co ma celu przywrócenie uprzednio istniejącej sytuacji. Poprzez zwrot pomocy beneficjent traci bowiem przewagę, którą uzyskał na rynku względem swych konkurentów, przywrócona zostaje też sytuacja sprzed wypłaty pomocy. Dla celu dokonania tego zwrotu istotne jest określenie beneficjenta lub, w odpowiednim przypadku, beneficjentów tej pomo-*

---

<sup>23</sup> Zgodnie z art. 9a ust. 1a<sup>3</sup> pr.en., obowiązek, o którym mowa w ust. 1 i 8, odbiorcy przemysłowi, o których mowa w ust. 1a pkt 1, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli: 1) nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których koszt energii elektrycznej wyniósł ponad 12% wartości ich produkcji – wykonują w odniesieniu do 20% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku; 2) nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których koszt energii elektrycznej wyniósł ponad 7% i nie więcej niż 12% wartości ich produkcji – wykonują w odniesieniu do 60% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku; 3) nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których koszt energii elektrycznej wyniósł nie mniej 3% i nie więcej niż 7%, wartości ich produkcji – wykonują w odniesieniu do 80% – ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku.

<sup>24</sup> Zob. wersję skonsolidowaną Dz. Urz. UE 2012 C 326, s. 1.

cy<sup>25</sup>. W przypadku natomiast, gdy projekt pomocy został należycie zgłoszony Komisji i nie został wprowadzony w życie przed wydaniem tej decyzji, może zostać wprowadzony w życie, począwszy od jej wydania, również w odniesieniu do okresu wcześniejszego, jaki objęty był działaniem uznawanym za zgodne ze wspólnym rynkiem<sup>26</sup>.

Zakres przyznanych odbiorcy przemysłowemu ulg został w pr. en. uzależniony od poziomu jego energochłonności, z założeniem, iż im większa energochłonność, tym większy zakres przyznanej pomocy. Został on jednak obwarowany licznymi obowiązkami administracyjnoprawnymi, które muszą dopełnić takie podmioty, chcąc z takiej pomocy skorzystać i dwoma rodzajami sankcji za nadużycie tego prawa podmiotowego. Przewiduje się tu bowiem sankcje administracyjnoprawne – w postaci zakazu udziału w systemie ulgi i kary pieniężne – za brak realizacji wspomnianego obowiązku w całości lub wymaganej części oraz sankcje typowo karne, które z natury rzeczy mogą być nałożone na określone indywidualne osoby składające stosowne oświadczenia w imieniu przedsiębiorstwa przemysłowego.

## Podsumowanie

Podsumowując nasze ustalenia, dochodzimy do wniosku, że wyodrębniając kategorię odbiorców przemysłowych i przydając im określone uprawnienia w ustawie *Prawo energetyczne*, prawodawca kierował się nie do końca jasnymi dla nas przesłankami. Jesteśmy obaj zdania, że unijna polityka klimatyczna generuje koszty, które narażają krajowy i europejski przemysł na utratę konkurencyjności, jednak podchodzimy krytycznie do sposobu w jaki krajowy prawodawca starał się zaradzić temu w przepisach ustawy.

Wyodrębnienie kategorii odbiorców przemysłowych w nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne* odbyło się na podstawie mało klarownych przesłanek, podczas gdy można było odwołać się do stosunkowo jasnych kryteriów, wynikających z prawa unijnego i krajowego. W tym kontekście nie budzą wątpliwości przepisy dotyczące odbiorców przemysłowych, które zawarte są w zasadniczym tekście ustawy, krytycznie należy jednak podejść do definicji odbiorcy przemysłowego zawartej w słowniczku ustawowym. Wychodzimy bowiem z założenia, że to właśnie energochłonność jest istotną, obiektywnie (w kategoriach ekonomicznych) uwarunkowaną cechą, któ-

<sup>25</sup> Zob. wyrok Trybunału Sprawiedliwości UE z dnia 8 grudnia 2011 r. *Residex Capital IV CV v. Gemeente Rotterdam* (C-275/10) [www.eur-lex.europa.eu](http://www.eur-lex.europa.eu).

<sup>26</sup> Zob. wyrok w sprawie *Wyrok Trybunału Sprawiedliwości WE z 18.12.2008 r. w Wienstrom GmbH v. Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit*(C-384/07) [www.eur-lex.europa.eu](http://www.eur-lex.europa.eu) wraz z głosem E. Preis PP 2009/7/51-52.

ra może i powinna być brana pod uwagę przy szczególnych regulacjach, które są związane z ochroną przed negatywnymi skutkami polityki klimatycznej UE.

Przywileje w prawie, a prawo energetyczne nie jest tutaj wyjątkiem, rodzą zawsze wątpliwości co do kryterium ich przyznawania. Jeżeli już prawodawca decyduje się na ich przyznanie, musi przywiązywać szczególną wagę do obiektywnego wyodrębnienia istotnej cechy na podstawie której je przyznaje. Tego jak się wydaje zabrakło w przypadku jakże potrzebnej i oczekiwanej regulacji statusu odbiorcy przemysłowego w prawie energetycznym. W ostatecznym rozrachunku jednak, mimo podniesionych przez nas uwag mamy nadzieję, że znajdzie się obiektywne uzasadnienie ekonomiczne dla uprzywilejowania przedsiębiorstw energochłonnych w analizowanym przez nas przypadku i zostaną spełnione kryteria dozwolonej pomocy publicznej.

PIOTR CIOŁKOWSKI, MICHAŁ ANDRUSZKIEWICZ



## **Rozbudowa infrastruktury sieciowej z punktu widzenia inwestora – zarys problematyki prawnej w świetle rozwiązań proponowanych w projekcie ustawy o korytarzach przesyłowych**

Ustanowienie przepisów prawa pozwalających na sprawne przeprowadzenie inwestycji polegających na budowie lub modernizacji technicznej infrastruktury liniowej pozostaje nadal najbardziej istotnym i wciąż niezrealizowanym postulatem przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania albo dystrybucji energii elektrycznej, paliw gazowych, ciepła, ropy naftowej i produktów naftowych, a także przedsiębiorstw zajmujących się transportem wody, ścieków, a może i w przyszłości dwutlenku węgla. Z punktu widzenia zainteresowanych podmiotów nie ma znaczenia czy wspomniany postulat zrealizowany będzie poprzez nowelizację obecnie wiążących przepisów prawa, czy też poprzez przyjęcie całkowicie nowej ustawy, stanowiącej *lex specialis* do ogólnej regulacji prawnej związanej z realizacją inwestycji sieciowych. Jakakolwiek nowelizacja czy też wprowadzenie nowych przepisów prawa będzie mieć jednak sens jedynie w przypadku, gdy doprowadzi do kompleksowego uregulowania zagadnienia. Innymi słowy, gdy zakres normowania przyjętych przepisów obejmie zarówno proces przygotowawczy realizacji inwestycji, jak i jej wykonanie, a następnie oddanie do użytku. Chociaż dyskusja na temat usprawnienia realizacji inwestycji służących celowi publicznemu toczy się od lat, nie udało się dotychczas znaleźć rozwiązania zadowalającego wszystkie zainteresowane strony.

Odpowiadając na zgłaszane przez przedsiębiorstwa przesyłowe (tzn. prowadzące działalność gospodarczą w zakresie transportu energii elektrycznej, gazu, ciepła itd.) postulaty, Minister Gospodarki przygotował projekt ustawy o korytarzach przesyłowych, kompleksowo regulujący przeprowadzanie inwestycji infrastrukturalnych liniowych. Jednak projekt ten, pomimo wagi i znaczenia dla gospodarki, nie może nadal trafić pod obrady Sejmu. Autorzy niniejszego artykułu postanowili zabrać głos w dyskusji, przedstawiając proponowane zagadnienia projektu ustawy o korytarzach przesyłowych nr 5.3 z dnia 18 lipca 2013 roku („Projekt Ustawy”) w świetle obowiązujących przepisów i w świetle jednego z procesów inwestycyjnych, a mianowicie inwestycji istotnej dla Krajowego Systemu Energetycznego („KSE”), polegającej na budowie czterotorowej dwunapięciowej (2 x 400 kV + 2 x 220 kV) linii Plewiska-Kromolice („Linia Plewiska-Kromolice”), stanowiącej część linii Ostrów-Plewiska. Sama linia Ostrów-Plewiska jest bardzo ważna z punktu widzenia KSE, gdyż ma zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju, poprawiając niezawodność i sprawność funkcjonowania systemu, w szczególności poprzez zamknięcie pierścienia linii 400 kV, który obejmie niemal połowę kraju.

## Zakres normowania Projektu Ustawy

Projekt Ustawy wprowadza zasadnicze zmiany w trzech płaszczyznach regulacji związanych z procesem inwestycyjnym dotyczącym infrastrukturalnych inwestycji sieciowych, a mianowicie 1) co do rodzaju decyzji administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia budowy inwestycji; 2) co do procedury uzyskania tych decyzji oraz procedury odwoławczej od tych decyzji; 3) a także co do sposobu pozyskiwania tytułu do nieruchomości na potrzeby zarówno budowy nowych sieci, jak i uregulowania stanów faktycznych już istniejących, tzn. uregulowania kwestii tytułu do gruntu dla linii posadowionych na nieruchomościach osób trzecich bez posiadania odpowiedniego tytułu prawnego oraz związanej z tym konieczności wypłaty odszkodowania dla właściciela lub użytkownika wieczystego nieruchomości. Powyżej wskazany zakres uregulowania Projektu Ustawy wskazuje, że długotrwałość prac nad Projektem Ustawy nie powinna dziwić, gdyż nowe regulacje dotkną praw gwarantowanych uczestnikom postępowania administracyjnego lub sądowno-administracyjnego, a nawet ograniczą prawa własności. Wyważenie interesu publicznego, jakim jest sprawne i bezpieczne dostarczanie mediów (energia elektryczna, woda, gaz) oraz interesu indywidualnego wynikającego z prawa własności jest zawsze trudne, w szcze-

gólności gdy proponowana regulacja może kolidować z konstytucyjnymi prawami jednostek, zwłaszcza wspomnianym już prawem ochrony własności zawartym w art. 64 ust. 2 Konstytucji<sup>1</sup>. W opinii autorów niniejszego artykułu proces uchwalania Projektu Ustawy trwa jednak zdecydowanie zbyt długo, w szczególności w obliczu planowej na szeroką skalę budowy i modernizacji technicznej infrastruktury liniowej<sup>2</sup>.

Zgodnie z szacunkami operatorów sieci nawet ponad 90% elektroenergetycznej infrastruktury liniowej może być w Polsce posadowione na nieruchomościach, do których przedsiębiorstwa energetyczne nie uzyskały tytułu prawnego<sup>3</sup>. Wprowadzenie przez ustawodawcę służebności przesyłu okazało się niewystarczające do rozwiązania tego problemu, przede wszystkim ze względu na przewlekłość i koszty postępowania sądowego w przypadku odmowy zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu przez właściciela lub wieczystego użytkownika nieruchomości. Dodatkowo należy podkreślić, że istotnym problemem dla przedsiębiorstw przesyłowych jest uregulowanie kwestii tzw. zaszczości (uzyskanie prawa do nieruchomości zabudowanych infrastrukturą liniową przedsiębiorstwa przesyłowego), gdyż nawet uzyskanie służebności przesyłu nie wyklucza roszczeń właścicieli lub użytkowników nieruchomości dotyczących odszkodowań za bezumowne korzystanie z gruntu za okres poprzedzający ustanowienie służebności, czyniąc zakres roszczeń nieprzewidywalnym. Szacuje się, że koszt odszkodowań z tytułu ustanowienia służebności przesyłu może wynieść około 19 mld złotych dla spółek dystrybuujących lub przesyłających energię elektryczną, gaz i ciepło<sup>4</sup>. Zgodnie z informacjami prasowymi, w 2012 roku było ok. 2,3 tys. roszczeń w stosunku do firm energetycznych, o szacowanej wartości 206,4 mln zł. Ponadto szacuje się, że w całym kraju na około 17 mln nieruchomości może znajdować się infrastruktura liniowa, która została wybudowana bez odpowiedniego tytułu prawnego<sup>5</sup>. Według szacunków Ministerstwa Gospodarki, w razie przyjęcia ustawy o korytarzach przesyłowych w wersji ostatnio proponowanej, wysokość odszkodowań za bezumowne korzystanie z nieruchomości podlegających wypłacie przez przed-

---

<sup>1</sup> Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 roku (Dz. U. z 1997 roku, Nr 78, poz. 483 z późn. zm.).

<sup>2</sup> Zob. str. 32, 34-35 Sprawozdania Ministra Gospodarki z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 roku do dnia 31 grudnia 2012 roku; Warszawa 2013.

<sup>3</sup> Zob. *Właściciele nieruchomości otrzymają miliardy odszkodowań za słupy i rury ciepłownicze. Wzrosną rachunki za gaz, prąd i ciepło*, „Dziennik Gazeta Prawa” z dnia 11 lipca 2013 roku.

<sup>4</sup> Ibidem.

<sup>5</sup> Ibidem.

siębiorstwa ciepłownicze wyniosłaby łącznie około 3 mld zł, przez przedsiębiorstwa gazownicze – około 5,8 mld złotych, natomiast przez dystrybutorów energii elektrycznej – około 9,5 mld złotych<sup>6</sup>.

Powyższe wyliczenia wskazują jak istotnej materii dotyczy Projekt Ustawy, a podkreślić należy, że w przypadku braku przyjęcia przepisów w tym zakresie, kwoty mogą być o wiele wyższe. Projekt Ustawy pozostaje ponadto w zgodzie z polityką Unii Europejskiej – z uwagi na to, że przyjęcie ustawy realizowałoby odpowiednie założenia w zakresie zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii (art. 194 TFUE<sup>7</sup>) oraz implementowałoby do polskiego systemu prawnego Dyrektywę Parlamentu i Rady nr 2005/89/WE<sup>8</sup>, nakazującą zgodnie z art. 6 ust. 1 stworzenie ram regulacyjnych dostarczających sygnały inwestycyjne dla rozwoju sieci oraz ułatwiających utrzymanie i modernizację sieci.

## **Problemy przy inwestycjach liniowych na przykładzie Linii Plewiska – Kromolice**

Przystępując do omawiania problemów prawnych napotykanych przy realizacji inwestycji liniowych, pokrótce przedstawimy stan faktyczny związany z realizacją budowy Linii Plewiska-Kromolice, w świetle którego zostaną zaprezentowane rozwiązania przyjęte w Projekcie Ustawy. Stan faktyczny został ustalony na podstawie ogólnie dostępnych informacji zawartych m.in. w wyrokach sądów administracyjnych i interpelacjach poselskich.

Jak już to zostało wspomniane, Linia Plewiska-Kromolice jest fragmentem linii elektroenergetycznej Ostrów-Plewiska, której długość wynosi 144 kilometry. Przedstawione poniżej problemy prawne pojawiły się na odcinku 7 kilometrów, budowanym w podpoznańskich gminach Mosina oraz Kórnik. Opisywana inwestycja budowy linii wysokiego napięcia została wprowadzona do planów zagospodarowania przestrzennego już w połowie lat

---

<sup>6</sup> Por. wypowiedź ministra Piechocińskiego z dnia 16 maja 2013 roku ([http://gazownictwo.wnp.pl/piechocinski-ustawa-korytarzowa-potrzebna-do-usprawnienia-inwestycji,197798\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/piechocinski-ustawa-korytarzowa-potrzebna-do-usprawnienia-inwestycji,197798_1_0_0.html)).

<sup>7</sup> Zob. art. 194 skonsolidowanej wersji Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. U. UE z 2010 roku, C 83/47 – Por. wypowiedź ministra Piechocińskiego z dnia 16 maja 2013 roku ([http://gazownictwo.wnp.pl/piechocinski-ustawa-korytarzowa-potrzebna-do-usprawnienia-inwestycji,197798\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/piechocinski-ustawa-korytarzowa-potrzebna-do-usprawnienia-inwestycji,197798_1_0_0.html))).

<sup>8</sup> Dyrektywa Parlamentu i Rady nr 2005/89/WE z dnia 18 stycznia 2006 roku dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. U. UE z 2006 roku, L 33/22).

70. ubiegłego wieku. Do realizacji przedsięwzięcia przystąpiono w 1994 roku, kiedy to Urząd Wojewódzki w Poznaniu wydał decyzję o lokalizacji tej inwestycji. Cztery lata później Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (działające jeszcze jako przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, skupiające zarówno aktywa wytwórcze, jak i dystrybucyjne i przesyłowe) ustaliło z władzami miasta Poznania, że do budowy nowej linii energetycznej zostanie wykorzystana istniejąca już trasa linii Konin-Plewiska o napięciu 220 kV. Kolejnym etapem było przeprowadzenie w latach 1998-1999 tzw. studium wykonalności inwestycji w celu uzyskania wymaganych opinii i zgód na przebudowę istniejącej linii 220 kV.

W tym czasie zawarto z właścicielami nieruchomości odpłatne umowy w formie aktu notarialnego o ustanowieniu służebności, na których miała zostać posadowiona Linia Plewiska-Kromolice, zapewniając w ten sposób tytuł prawny do gruntu dla inwestora. Następnie inwestor złożył wnioski o aktualizację miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, tak aby przewidywały one przeznaczenie gruntów pod wielotorową linię o zróżnicowanym napięciu. Gminy Kórnik, Mosina i Komorniki przystąpiły do sporządzania zmiany planów w latach 2000-2001, a w latach 2002 i 2003 przyjęto uchwały o zmianie planów dla obu etapów budowy linii. Pozwolenie na budowę I etapu położonego w gminie Mosina wydano w lutym 2004 roku, natomiast na budowę odcinka II położonego w gminie Kórnik w czerwcu 2005 roku.

Gdy właściciele nieruchomości, na których miała być zlokalizowana Linia Plewiska-Kromolice i z tego tytułu będący stronami postępowania zorientowali się, że pozwolenie na budowę dotyczy linii, której słupy będą miały około 70 metrów wysokości (istniejące słupy miały 25 metrów), a napięcie na dwóch z czterech torów linii wynosiło będzie 400 kV, postanowili zaskarżyć decyzje administracyjne wydane w sprawie. Skutkiem podjętych działań prawnych Wojewódzki Sąd Administracyjny w Poznaniu uchylił pozwolenie na budowę (sygn. akt: II SA/Po 1211/05 – dot. Gminy Kórnik). Rozstrzygnięcie to zostało następnie potwierdzone przez Naczelny Sąd Administracyjny (sygn. akt: II OSK 163/07). Ponadto złożono skargi na uchwały rad gmin w sprawie zmiany planów, co doprowadziło do uznania uchwały rady gminy Kórnik za nieważną (sygn. akt II SA/Po 854/05, II OSK 1358/06, II SA/Po 209/07). Tym samym na powrót obowiązujące stały się uchwały z 2000 roku w sprawie uchwalenia planów.

Warto również wspomnieć, że na skutek wniosków mieszkańców i władz lokalnych we wrześniu 2005 roku została zawarta umowa pomiędzy Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. („PSE”) a gminą Kórnik, w której gmina zobowiązała się zmienić plany zagospodarowania prze-

strzennego w ten sposób, aby było możliwe wybudowanie linii w alternatywnej lokalizacji, natomiast PSE zobowiązało się wstrzymać prace do kwietnia 2006 roku. Inwestor przedstawił cztery alternatywne lokalizacje inwestycji, które jednak nie spotkały się z aprobatą wszystkich zainteresowanych. Umowa ta nie została wykonana przez gminę, a inwestor złożył do sądu pozew o odszkodowanie od gminy Kórnik na kwotę ponad 65 mln zł.

Dokończenie wspomnianej inwestycji okazało się możliwe dopiero, gdy została umieszczona na liście przedsięwzięć EURO 2012, określonej w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 29 grudnia 2009 roku<sup>9</sup>, wydanego na podstawie ustawy z dnia 7 września 2007 roku o przygotowaniu finałowego turnieju Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej UEFA EURO 2012<sup>10</sup> („**Ustawa o EURO 2012**”). Dzięki uproszczonej procedurze inwestor przystąpił do uzyskiwania koniecznych pozwoleń administracyjnych, wydawanych już na podstawie Ustawy o EURO 2012. Tym etapem jednak w niniejszym artykule nie będziemy się zajmować, gdyż Ustawa o EURO 2012 jest właśnie specystawą, w pewnych aspektach podobną do Projektu Ustawy, która co prawda umożliwiła wykonanie Linii Plewiska-Kromolice, jednak z jej dobrodziejstwa nie mogą korzystać w chwili obecnej przedsiębiorstwa przesyłowe. Na podstawie powyżej zaprezentowanego stanu faktycznego, zostaną przedstawione natomiast rozwiązania przyjęte w Projekcie Ustawy, które mają na celu sprawniejszą realizację podobnych infrastrukturalnych inwestycji liniowych.

## Przeznaczenie gruntu pod budowę infrastruktury liniowej

Pierwszym zagadnieniem, które należy poruszyć opisując problemy prawne inwestorów przy realizacji inwestycji liniowych, jest obowiązująca w Polsce procedura planistyczna, ujęta w ustawie z dnia 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym<sup>11</sup>. Otóż przedstawiając zagadnienie w uproszczeniu, aby móc wybudować linię energetyczną w określonym miejscu, trzeba dysponować dokumentem planistycznym wskazującym, że dany teren może być zagospodarowany pod budowę in-

<sup>9</sup> Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 29 grudnia 2009 roku w sprawie wykazu przedsięwzięć Euro 2012 (Dz.U. z 2010 roku, Nr. 8, poz. 52 z późn. zm.).

<sup>10</sup> Ustawa z dnia 7 września 2007 roku o przygotowaniu finałowego turnieju Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej UEFA EURO 2012 (tekst jednolity Dz.U. z 2010 roku, Nr 26, poz. 133 z późn. zm.).

<sup>11</sup> Ustawa z dnia 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jednolity, Dz.U. z 2012 roku, poz. 647 z późn. zm. - „**Ustawa o Planowaniu**”).

frastruktury liniowej. Przeznaczenie gruntu może wynikać albo z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, albo – w przypadku jego braku – z decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Procedura uchwalenia albo zmiany miejscowego planu trwa zwykle nie krócej niż 2 lata. Tyle czasu zajmują konsultacje społeczne, zgłaszanie wniosków oraz wydawanie opinii organów administracyjnych i w końcu samo podjęcie uchwały. Zmiana miejscowego planu wymaga uprzedniej korekty studium kierunków i uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego.

Warto również zauważyć, że w praktyce inwestor nie bierze udziału w uchwalaniu miejscowego planu, ponieważ jest to zadanie własne gminy, choć co do zasady finansuje jego zmianę, gdy dotyczy to inwestycji celu publicznego<sup>12</sup>. Inwestor nie ma żadnych prawnych środków, aby na etapie procedury planistycznej dokonać weryfikacji, a następnie wnosić o skorygowanie przez radę gminy uchybień formalnych związanych z uchwalaniem miejscowego planu, aby wykluczyć możliwość jego podważenia w przyszłości. Jednakże nie zmienia to faktu, iż ponosi on konsekwencje błędów gminy w tej procedurze. Powyższa teza znajduje potwierdzenie w wyroku Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 25 maja 2012 roku, w którym sąd stwierdził: *Stwierdzenie nieważności uchwały rady gminy w sprawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego w oparciu o postanowienia której została wydana decyzja o pozwoleniu na budowę, stanowi podstawę do stwierdzenia nieważności tej decyzji na podstawie art. 156 § 1 pkt 2 Kodeksu postępowania administracyjnego jako wydanej bez podstawy prawnej*<sup>13</sup>.

Do podobnej sytuacji doszło przy budowie linii Plewiska-Kromolice. Uchwalony po wielu miesiącach miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego gminy Kórnik został uchylony przez wojewódzki sąd administracyjny, gdyż gmina w trakcie jego uchwalania nie dopełniła wymogów formalnych. Błąd wynikał z tego, iż rada miasta w uchwale o przystąpieniu do sporządzania miejscowego planu nie określiła granic obszaru objętego planem<sup>14</sup>. W toku prac nad miejscowym planem uzupełnił to sam burmistrz, który nie dysponował jednak kompetencją do takiego działania. Dodatkowo właściciele nieruchomości, których interes mógł być naruszony ustaleniami miejscowego planu, nie zostali powiadomieni o terminie wyłożenia planu do konsultacji bezpośrednio w drodze pisemnej, a jedynie w formie obwieszczenia. Te zaniedbania doprowadziły do uchylenia miejscowego planu przez sąd.

<sup>12</sup> Art. 21 ust. 2 pkt 4) Ustawy o Planowaniu.

<sup>13</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 25 maja 2012 roku, sygn. akt: II OSK 400/11.

<sup>14</sup> Obecnie wynika to z art. 14 ust. 2 Ustawy o Planowaniu.

Podobne problemy napotyka się przy pozyskiwaniu decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego w przypadku braku miejscowego planu. Wynika to między innymi z ilości osób mających status strony w takim postępowaniu, a co za tym idzie z obowiązków organów administracji publicznej wobec takich podmiotów. Usatysfakcjonowanie wszystkich stron przy realizacji infrastrukturalnej inwestycji liniowej jest bardzo trudne, w szczególności w sytuacji, gdy inwestycje te przebiegają w sąsiedztwie czyichś domostw, pogarszając estetykę krajobrazu i budząc obawy związane ze szkodliwym oddziaływaniem na zdrowie człowieka.

Rozwiązania przyjęte w Projekcie Ustawy mają zapobiec tego typu problemom pojawiającym się już na etapie planowania inwestycji. Projekt Ustawy przewiduje instytucję tzw. korytarza przesyłowego. Będzie on stanowił obszar o odrębnym reżimie prawnym, niezależnym od przeznaczenia gruntu określonego dla obszaru z nim graniczącego. Projekt Ustawy zakłada, że tworzone będą dwa rodzaje korytarzy przesyłowych – korytarze o znaczeniu lokalnym (wyznaczonym na obszarze jednego powiatu) albo o znaczeniu ponadlokalnym (wyznaczonym na obszarze dwóch lub więcej powiatów albo wyznaczonym dla urządzenia o znaczeniu krajowym). Korytarze przesyłowe tworzone mają być w drodze decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego, wydawanej przez starostę (dla korytarzy o znaczeniu lokalnym) lub wojewodę (dla pozostałych korytarzy).

W art. 4 Projektu Ustawy zostało wskazane, że do ustanowienia korytarza przesyłowego nie stosuje się zasadniczo przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Lokalizacja urządzeń przesyłowych będzie następowała na podstawie przygotowywanego przez wójta (burmistrza, prezydenta miasta), a następnie uchwalonego przez radę gminy planu lokalizacji, który będzie aktem prawa miejscowego (z wyjątkiem urządzeń przesyłowych o znaczeniu krajowym, których lokalizację określać się będzie w planie zagospodarowania przestrzennego województwa. Postanowienia planu lokalizacji muszą być uwzględnione w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a także w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, co oznacza, że przygotowany na podstawie Projektu Ustawy plan lokalizacji w celu ustanowienia korytarza przesyłowego będzie wiążący dla miejscowego planu w zakresie lokalizacji urządzeń przesyłowych.

W przypadku braku planu lokalizacji (odpowiednio – planu zagospodarowania przestrzennego województwa), przedsiębiorca sieciowy sam będzie proponował przebieg korytarza przesyłowego, biorąc pod uwagę czynniki określone w Projekcie Ustawy, w szczególności zasady ładu przestrzennego,

wymagania dotyczące ochrony środowiska, dostęp do urządzeń przesyłowych, a także uwarunkowania ekonomiczne realizacji urządzeń przesyłowych.

Ważny będzie ponadto czas w jakim inwestor uzyska decyzję o ustanowieniu korytarza przesyłowego, w porównaniu z czasem potrzebnym na uchwalenie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, albo nawet w porównaniu z czasem wydania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Zgodnie z art. 16 ust. 1 Projektu Ustawy organy zobowiązane do zaopiniowania wniosku o wydanie decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego będą miały na to jedynie 30 dni od daty otrzymania wniosku, pod rygorem dorozumianego braku sprzeciwu.

Sama decyzja wydawana będzie przez właściwy organ (starostę albo wojewodę) w bardzo krótkim terminie – 90 dni od daty złożenia wniosku przez przedsiębiorcę przesyłowego, choć do czasu tego nie będzie wliczało się czasu niezbędnego do dokonania określonych przez prawo czynności, okresów zawieszenia postępowania oraz opóźnień wynikających z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu. Jeżeli w tym czasie decyzja nie zostanie wydana, organ wyższego stopnia wymierzy obligacyjnie organowi zobowiązanemu do wydania decyzji karę w wysokości 500 zł za każdy dzień opóźnienia. W porównaniu z procesem uchwalania miejscowego planu, z którym mieliśmy do czynienia przy Linii Plewiska-Kromolice, a także zawieraniem odpowiednich umów zobowiązujących gminy do odpowiedniego zmodyfikowania miejscowego planu, zaproponowane w Projekcie Ustawy rozwiązania wydają się więc istotnie przyspieszać ten etap inwestycji.

Istotnym ułatwieniem w postępowaniu administracyjnym związanym z wydawaniem decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego ma być procedura zawiadamiania stron o wszczęciu postępowania. Zgodnie z art. 18 Projektu Ustawy, właściciela lub użytkownika wieczystego nieruchomości objętej wnioskiem zawiadamia się pod adresem wskazanym w ewidencji gruntów i budynków w rozumieniu ustawy z dnia 17 maja 1989 roku Prawo geodezyjne i kartograficzne<sup>15</sup>, natomiast pozostałe strony (poza inwestorem) w drodze obwieszczenia. Ponadto zawiadomienia w formie obwieszczenia dokonuje się również w przypadku nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym.

Norma ta ma odpowiednie zastosowanie w odniesieniu do nieruchomości, których właściciele lub użytkownicy wieczystości nie żyją, a ich spadkobiercy nie wykazali prawa do spadku. Dobrym rozwiązaniem zastosowanym w Projekcie Ustawy w celu przyspieszenia procedury ustanawiania

---

<sup>15</sup> Ustawa z dnia 17 maja 1989 roku Prawo geodezyjne i kartograficzne (tekst jednolity, Dz.U. z 2010 roku, Nr 193, poz. 1287 z późn. zm.).

korytarza przesyłowego jest rozciągnięcie powyższego reżimu doręczeń na wszystkie zawiadomienia i pisma, które organ doręcza stronom w postępowaniu, w tym również doręczenia wydanej decyzji. Podkreślić należy, że z punktu widzenia inwestora kluczowym zagadnieniem jest prawidłowe zawiadomienie stron postępowania o toczącym się postępowaniu, tak aby z tego powodu w przyszłości nie narażać się na wyeliminowanie decyzji z obrotu prawnego.

Norma ta może mieć bardzo istotne znaczenie w świetle art. 145 § 1 pkt 4 kodeksu postępowania administracyjnego<sup>16</sup>, wyznaczającego jako przesłankę wznowienia postępowania sytuację, w której strona bez własnej winy nie brała udziału w postępowaniu. Ten właśnie przepis doprowadził do uchylecia jednego z pozwoleń na budowę w trakcie realizacji Linii Plewiska-Kromolice. Być może w sytuacji gdyby obowiązywała norma w zakresie zawiadamiania uczestników postępowania w drodze obwieszczenia, do uchylecia pozwolenia na budowę by nie doszło. Zgodnie z art. 18 Projektu Ustawy, jeżeli organ skieruje pismo na adres wskazany w ewidencji gruntów i budynków, to dopełni swoich obowiązków i strona nie będzie mogła twierdzić, że nie brała udziału w postępowaniu. Natomiast to na właścicielu nieruchomości spoczywa obowiązek zadbania, aby dane wskazane w ewidencji gruntów i budynków były aktualne. Pozostałe strony postępowania powiadamiane będą jedynie w formie obwieszczenia, co w praktyce z pewnością ograniczy liczbę aktywnych uczestników postępowania oraz odwołań od decyzji w sprawie ustanowienia korytarza przesyłowego.

Z punktu widzenia sprawności postępowania istotną regulacją jest ponadto wyłączenie obowiązywania art. 31 § 4 kodeksu postępowania administracyjnego, który nakazuje organowi administracji publicznej zawiadomienie organizacji społecznej o wszczęciu postępowania, jeżeli uzna, że może być ona zainteresowana udziałem w tym postępowaniu, ze względu na swoje cele statutowe i gdy przemawia za tym interes społeczny. Norma ta często jest bowiem nadużywana przez niektóre organizacje społeczne, dążące do skutecznego zablokowania wszelkich inwestycji infrastrukturalnych.

## Uzyskanie pozwolenia na budowę przez inwestora

Zgodnie z obowiązującymi przepisami Prawa budowlanego<sup>17</sup>, po uzyskaniu odpowiedniego dokumentu planistycznego potwierdzającego prze-

<sup>16</sup> Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 roku Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity, Dz.U. z 2013 roku, poz. 267 - „kpa”).

<sup>17</sup> Ustawa z dnia 7 lipca 1994 roku Prawo budowlane (tekst jednolity, Dz.U. z 2010 roku, Nr 243, poz. 1623 z późn. zm.).

znaczenie gruntu pod inwestycję sieciową albo zezwalającego na lokalizację inwestycji liniowej, a także po uzyskaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i w sytuacji, w której inwestor dysponuje prawem do nieruchomości (zagadnienie to zostało omówione w szczegółach poniżej), na których ma być posadowiona linia, a także po uzyskaniu innych wymaganych prawem dokumentów (np. pozwolenia wodno-prawnego<sup>18</sup>) może on wystąpić o wydanie pozwolenia na budowę. Jest to kluczowy moment w czasie przygotowania inwestycji i inwestor musi się tu wykazać szczególną skrupulatnością. W obecnie obowiązującym stanie prawnym jakiegokolwiek zaniebdanie grozi uchYLENIEM lub unieważnieniem wydanej decyzji i w konsekwencji może skutkować koniecznością rozbiórki istniejących już elementów obiektu, albo co najmniej wstrzymaniem prac inwestycyjnych, co miało wielokrotnie miejsce w przypadku Linii Plewiska-Kromolice i przełożyło się na czas realizacji inwestycji wynoszący kilkanaście lat.

Z problemem podważenia ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę zmierzył się inwestor Linii Plewiska-Kromolice, którego pozwolenie na budowę zostało skutecznie uchylone w procedurze wznowienia postępowania, potwierdzonej następnie przez sądy administracyjne. W tym przypadku wadliwość pozwolenia na budowę polegała na niewyjaśnieniu wszystkich okoliczności faktycznych przez organ udzielający pozwolenia na budowę. Nie wyjaśniono m.in. jaka jest długość linii i czy konieczne jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Ponadto, w samym pozwoleniu na budowę pominięto jedną nieruchomość, przez którą linia ma przebiegać, a samą inwestycję określono jako „przebudowę linii”, podczas gdy była ona faktycznie budową nowej linii. Ta ostatnia kwestia jest efektem błędnego sformułowania zawartego w miejscowym planie. Publicznie dostępne informacje nie wskazują czy to inwestor, składając wniosek o zmianę miejscowego planu, użył określenia „przebudowa linii”, czy też zrobiła to rada miasta w uchwale, z pewnością jednak było to istotne niedopatrzenie.

O ile więc kwestię niepoprawnego opisu charakteru inwestycji można by teoretycznie uznać za niezależną od inwestora, o tyle błędy we wniosku o wydanie pozwolenia na budowę w zakresie niewskazania jednej z działek już go na pewno obciążają. Tego typu naruszenia w razie jakiegokolwiek sporu są bowiem pierwszą sprawą badaną przez stronę próbującą uchylić decyzję wydaną nie po jej myśli. Dodatkowo należy wskazać, że uzyskiwanie każdego z wymaganych pozwoleń odrębnie (tzn. dotyczącego przeznaczenia gruntu, kwestii środowiskowych, a następnie pozwolenia na budo-

---

<sup>18</sup> Zob. art. 122 i nast. ustawy z dnia 18 lipca 2001 roku Prawo wodne (tekst jednolity, Dz. U. z 2012 roku, poz. 145 z późn. zm.).

wę) zwiększa prawdopodobieństwo popełnienia błędu przez inwestora lub organ wydający decyzję. Niezależnie od tego, również dwuinstancyjność postępowania oraz możliwość weryfikacji decyzji przez sąd administracyjny może znacznie wydłużyć proces przygotowawczy inwestycji liniowej.

Dostrzegając powyżej wskazane problemy, Projekt Ustawy wyszedł im w pewnej mierze naprzeciw, przewidując możliwość jednoczesnego uzyskania pozwolenia na budowę wraz z uzyskaniem decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego, alternatywnie wydania pozwolenia na budowę przez ten sam organ, który wydał decyzję o ustanowieniu korytarza przesyłowego. W przeciwieństwie do przepisów Prawa budowlanego<sup>19</sup>, pozwolenie na budowę urządzenia przesyłowego może obejmować zarówno całe zamierzenie budowlane, jak i jego część, w szczególności poszczególne odcinki urządzenia przesyłowego. W pozwoleniu na budowę organ zezwala ponadto na usunięcie drzew i krzewów znajdujących się na nieruchomościach określonych w decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego. Ponadto, jeżeli realizacja inwestycji wymaga pozwolenia wodno-prawnego, właściwy organ będzie je musiał wydać w terminie 30 dni od dnia złożenia odpowiedniego wniosku, a gdy w przypadku obu decyzji właściwym organem jest starosta, pozwolenie wodno-prawne będzie wydawane łącznie z pozwoleniem na budowę.

Wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę infrastruktury sieciowej w korytarzu przesyłowym z mocy prawa będzie zobowiązywało właścicieli oraz użytkowników wieczystych nieruchomości do ich udostępnienia inwestorowi w terminie 30 dni od dnia uzyskania przez decyzję charakteru ostatecznej. W art. 37 Projektu Ustawy wskazano, że ostateczna decyzja o ustanowieniu korytarza przesyłowego stanowi tytuł prawny do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. Przepis ten zdaje się być zbędny, gdyż zgodnie z art. 50 Projektu Ustawy, z dniem w którym decyzja o ustanowieniu korytarza przesyłowego stała się ostateczna, nieruchomości zostają obciążone służebnością przesyłu, która jako ograniczone prawo rzeczowe stanowi tytuł prawny do dysponowania nieruchomością na cele budowlane.

Warto jednak wskazać, iż w razie potrzeby pozwolenie na budowę będzie również zawierać ustalenia dotyczące czasowego zajęcia nieruchomości koniecznych na etapie budowy urządzeń. Na czas realizacji inwestycji przedsiębiorca będzie również uprawniony do zajęcia drogi publicznej, infrastruktury kolejowej i innych podobnych terenów, po dokonaniu odpo-

---

<sup>19</sup> Zob: art. 33 ust 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 roku Prawo budowlane (tekst jednolity, Dz.U. z 2010 roku, Nr 243, poz. 1623 z późn. zm.).

wiednich uzgodnień, a w razie niemożności ich dokonania – w drodze decyzji organu wydającego decyzję o ustanowieniu korytarza.

## Procedura odwoławcza i sądowo-administracyjna

Problemy z budową Linii Plewiska-Kromolice obnażyły nieskuteczność przyjętych rozwiązań prawnych z punktu widzenia możliwości sprawnego przeprowadzenia istotnej inwestycji celu publicznego. Okazało się bowiem, że faktycznie możliwe jest zablokowanie inwestycji celu publicznego, określanej jako kluczowa dla sprawności KSE, nawet przez pojedynczego właściciela nieruchomości. Oprócz wcześniej wskazanych przyczyn takiego stanu rzeczy, należy wspomnieć ponadto o procedurze administracyjnej odwoławczej uregulowanej w kodeksie postępowania administracyjnego oraz procedurze sądowo-administracyjnej uregulowanej w ustawie o postępowaniu przed sądami administracyjnymi<sup>20</sup>, z którą mieliśmy do czynienia właściwie na każdym etapie realizacji Linii Plewiska-Kromolice.

Przypomnijmy bowiem, że zaskarżano zarówno uchwałę o przyjęciu miejscowego planu, jak i wszelkie decyzje wydane dla tej inwestycji, w tym decyzję o pozwoleniu na budowę, a po ukończeniu budowy fragmentów linii zaskarżano decyzję o pozwoleniu na użytkowanie – i wszystkie te postępowania przechodziły najpierw przez dwie instancje administracyjne, a następnie sądowe. Trudno czynić zarzut stronom postępowania, że korzystały ze swoich praw, tym bardziej że ich wysiłki często okazywały się skuteczne, co wskazuje na naruszenia prawa dokonywane przez organy administracyjne na różnych etapach realizacji Linii Plewiska-Kromolice. Z drugiej jednak strony, po raz kolejny stykamy się tu z koniecznością wyważenia interesu prywatnego i publicznego.

Nie można oczywiście wyłączyć możliwości odwoływania się od decyzji administracyjnych, ale można wprowadzić tryb potępowania, który zapobiegłby wykorzystywaniu procedury prawnej do wstrzymywania inwestycji celu publicznego, ze względu na indywidualny interes jakim jest przykładowo budowa domu jednorodzinnego. Projekt Ustawy przewiduje w tym zakresie wprowadzenie instytucji kaucji na zabezpieczenie roszczeń przedsiębiorcy przesyłowego, wynikających ze wstrzymania wykonania decyzji administracyjnej. Wniesienie kaucji zarządza się na wniosek przed-

---

<sup>20</sup> Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 roku Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (tekst jednolity, Dz.U. z 2012 roku, poz. 270 z późn. zm.).

siębiorky przesyłowego. Kaucja dla osoby fizycznej nie prowadzącej działalności gospodarczej wynosi od 500 do 5 000 złotych, natomiast dla pozostałych podmiotów od 5 000 do 50 000 złotych. Konieczność zapłaty kaucji może skutecznie odstraszyć osoby zaskarżające decyzje administracyjne jedynie w celu zatrzymania inwestycji publicznej. Zastanowić się jednak należy, czy nie byłoby celowe podwyższenie jej wysokości w odniesieniu do innych osób niż osoby fizyczne nie prowadzące działalności gospodarczej.

W art. 36 Projektu Ustawy zdecydowano się również zmienić część ogólnych norm regulujących procedurę administracyjną oraz sądowno-administracyjną, w celu przyspieszenia postępowań odwoławczych. Organ administracyjny przekazuje akta sprawy wraz z odpowiedzią na skargę do wojewódzkiego sądu administracyjnego w terminie 15 dni od dnia otrzymania skargi, a sama skarga rozpoznawana jest przez sąd w terminie 30 dni od dnia otrzymania akt sprawy. Ponadto termin rozpatrzenia skargi kasacyjnej przez Naczelną Sąd Administracyjny wynosi 60 dni, co stanowi rewolucję w porównaniu z faktycznym oczekiwaniem na sprawę przed NSA wynoszącym często około roku. Choć terminy te są jedynie terminami instrukcyjnymi, nie obwarowanymi żadnymi sankcjami, to jednak wydaje się, że sądy będą stosować się w miarę możliwości do nowej procedury, aby nie narażać się na krytyczną ocenę sądowych zwierzchników administracyjnych odpowiadających za kontrolę sprawności prowadzenia postępowań sądowych.

Bardzo ważna regulacja z punktu widzenia trwałości decyzji administracyjnej znajduje się natomiast w art. 36 ust. 2 i 3 Projektu Ustawy. Przepisy te stanowią, że w postępowaniu odwoławczym oraz przed sądem administracyjnym nie można uchylić ani stwierdzić nieważności decyzji, jeżeli wadą dotknięta jest jedynie jej część. Co więcej, nie stwierdza się nieważności decyzji, jeżeli wniosek o stwierdzenie nieważności tej decyzji lub wniosek o wznowienie postępowania został złożony po upływie 14 dni od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna lub od dnia, w którym decyzji tej nadano rygor natychmiastowej wykonalności, a przedsiębiorca przesyłowy rozpoczął budowę urządzenia przesyłowego.

Natomiast, gdy sąd administracyjny uwzględni skargę na decyzję o ustanowieniu korytarza przesyłowego po upływie 14 dni od dnia rozpoczęcia budowy, można jedynie stwierdzić, że decyzja została wydana z naruszeniem prawa. Otwiera to co prawda drogę do dochodzenia odszkodowania przez stronę, jednak nie prowadzi do podważenia decyzji o pozwoleniu na budowę i tym samym do rozbiórki już wybudowanej linii. Tego typu regulacji zabrakło w stanie prawnym w okresie realizacji Linii Plewiska-

Kromolice. Pozwoliłaby ona na sprawne zakończenie inwestycji, a jednocześnie szanowała interes pokrzywdzonych stron postępowania, gdyż dysponowałyby one roszczeniem odszkodowawczym wobec Skarbu Państwa.

## Tytuł prawny do gruntu

Wprowadzenie norm pozwalających sprawnie pozyskać tytuł do gruntu celem realizacji celu publicznego, jakim jest infrastrukturalna inwestycja liniowa, stało się jedną z głównych przyczyn podjęcia decyzji o przygotowaniu Projektu Ustawy. Jednym z warunków wydania pozwolenia na budowę linii jest bowiem uzyskanie przez inwestora tytułu prawnego do nieruchomości, na której ma być ona posadowiona. Tytuł do nieruchomości może albo wynikać ze stosunku zobowiązaniowego (najem, dzierżawa), albo z ograniczonego prawa rzeczowego ustanowionego na nieruchomości (służebność). Przy obecnie realizowanych inwestycjach liniowych najczęściej dochodzi do podpisania umowy o ustanowienie służebności przesyłu, poprzedzonej z reguły słabszym stosunkiem zobowiązaniowym na wcześniejszym etapie inwestycji. Służebność uprawnia inwestora do posadowienia słupów i innej infrastruktury, a następnie do korzystania z nieruchomości w zakresie niezbędnym do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania zainstalowanych urządzeń, choć z zasady zakres praw przysługujących inwestorowi doprecyzowany jest w samej umowie.

Służebność przesyłu ustanawiana jest odpłatnie albo (teoretycznie) nieodpłatnie, a do oświadczenia właściciela gruntu o ustanowieniu służebności przesyłu wymagana jest forma aktu notarialnego. Niestety praktyka wskazuje, że także służebność przesyłu stworzona dla inwestycji sieciowych ma swoje wady. Główny zarzut jaki można postawić tej instytucji dotyczy czasu potrzebnego na jej (sądowe) ustanowienie oraz związanych z tym kosztów, w przypadku braku porozumienia z właścicielem nieruchomości. Należy przy tym pamiętać, że każda inwestycja w infrastrukturę liniową wymaga podjęcia negocjacji z wieloma właścicielami nieruchomości. Konieczność prowadzenia więc np. kilkudziesięciu postępowań generuje duże koszty dla przedsiębiorcy przesyłowego i powoduje duże opóźnienia w harmonogramie realizacji inwestycji.

Prawo do nieruchomości wynikające czy to z tytułu obligacyjnego, czy też z ograniczonego prawa rzeczowego stanowi podstawę do wejścia na grunt i posadowienia linii, tym samym należy dopilnować, aby tytuł ten

maksymalnie zabezpieczał inwestora w zakresie jego prawa do nieruchomości. W szczególności powinien zawierać zobowiązania właściciela do nieutrudniania procesu inwestycyjnego przeprowadzanego w sposób opisany w samej umowie. Brak należytej staranności przy opracowywaniu umów zapewniających prawo do nieruchomości leży u podstaw sporu inwestora Linii Plewiska-Kromolice z właścicielami nieruchomości, którzy skutecznie potrafili wstrzymać tę inwestycję. Dostrzegając ten problem, autor Projektu Ustawy postanowił wprowadzić regulacje, które zapewnią pozyskanie tytułu do gruntu z mocy prawa, jednocześnie zapewniając stosowne wynagrodzenia dla właściciela.

W Projekcie Ustawy zdecydowano się na bardzo istotną ingerencję w prawo własności nieruchomości poprzez połączenie uzyskania decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego z powstaniem tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości. Zgodnie z art. 50 Projektu Ustawy, z dniem w którym decyzja o ustanowieniu korytarza przesyłowego stanie się ostateczna, na nieruchomościach wskazanych przez przedsiębiorstwo przesyłowe z mocy prawa ustanowiona zostanie służebność przesyłu na rzecz danego przedsiębiorstwa sieciowego. Zakres tego prawa jest tożsamy z zakresem służebności przesyłu opisanej w kodeksie cywilnym, z zastrzeżeniem postanowień Projektu Ustawy, które wprost wskazują na uprawnienie do posiadania, utrzymania, eksploatacji, konserwacji i remontu urządzeń przesyłowych.

Ponadto przedsiębiorca przesyłowy uprawniony będzie do wstępu lub wjazdu, w tym ciężkim sprzętem, na teren nieruchomości obciążonej służebnością przesyłu, ale po wykonaniu prac zobowiązany jest przywrócić nieruchomość do poprzedniego stanu. Obszar objęty korytarzem przesyłowym doznaje jeszcze innych ograniczeń, a mianowicie zgodnie z art. 52 Projektu Ustawy w obszarze tym nie jest dozwolone w szczególności wznoszenie budynków mieszkalnych ani prowadzenie działalności mogącej zagrozić trwałości urządzenia przesyłowego. Wskazane rozwiązania, gdyby istniały wcześniej, na pewno przyczyniłyby się do rozwiązania części problemów związanych z budową Linii Plewiska-Kromolice, gdyż linia ta właśnie przebiegała niedaleko osiedli domków jednorodzinnych, powodując opór lokalnej społeczności przeciw jej budowie.

Dodatkowo należy wspomnieć, że informacja o toczącym się postępowaniu w zakresie ustanowienia korytarza przesyłowego będzie wpisywana na wniosek organu administracyjnego do księgi wieczystej, umożliwiając podmiotowi nabywającemu nieruchomość podjęcie świadomej decyzji, czy linia przechodząca przez nieruchomość jest dla niego przeszkodą w osiedleniu się lub realizacji inwestycji biznesowej.

## **Odszkodowanie za służebność przesyłu i bezumowne korzystanie**

Projekt Ustawy przewiduje jednorazowe odszkodowanie za ustanowienie służebności przesyłu, obliczane na podstawie zawartego w Projekcie Ustawy wzoru i płacone przez przedsiębiorstwo przesyłowe, na rzecz którego ustanowiono służebność. Jego wysokość zależy od rodzaju urządzenia posadowionego na nieruchomości (np. urządzenie nadziemne, podziemne, naziemne itd.) i przeznaczenia gruntów (użytki rolne, grunty zabudowane). Podstawą do wyliczenia wysokości odszkodowania jest kwota bazowa, ustalana na podstawie powierzchni zajętego gruntu, średniej krajowej ceny metra kwadratowego gruntów ornych, położenia korytarza (na terenie konkretnego województwa) oraz wskaźnika wartości grupy użytku gruntowego, który ustalany jest m.in. na podstawie kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy przyjętych w studium. Zgodnie z art. 60 Projektu Ustawy, odszkodowanie ulega podwyższeniu o 5% ustalonego odszkodowania, w przypadku gdy właściciel lub użytkownik wieczysty wyda nieruchomość w terminie 14 dni od dnia doręczenia zawiadomienia o wydaniu decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego.

Z punktu widzenia przedsiębiorstw przesyłowych niezwykle istotna jest możliwość uregulowania w podobny sposób tzw. zaszczości, czyli nieuregulowanego stanu prawnego związanego z już posadowioną infrastrukturą liniową i korzystaniem z niej bez tytułu prawnego. Projekt Ustawy przewiduje bowiem możliwość wydania tzw. decyzji o określeniu korytarza przesyłowego dla urządzeń już istniejących, co będzie powodowało również powstanie służebności przesyłu z mocy prawa dla tych obszarów. Wątpliwości budzi jedynie kwestia rekompensaty za dotychczasowe korzystanie z gruntu bez tytułu prawnego przez przedsiębiorstwo sieciowe. W art. 62 Projektu Ustawy przewidziano, iż wynagrodzeniem za bezumowne korzystanie z nieruchomości ma być jedynie kwota równa 5% odszkodowania za obciążenie nieruchomości służebnością przesyłu. Wysokość tego odszkodowania ma być niezależna od tego, przez jak długi czas przedsiębiorstwo przesyłowe używało daną nieruchomość bez tytułu prawnego, co może budzić obawy o prawidłowość takiego rozwiązania.

Niemniej jednak, co do zasady wskazanie wprost w ustawie sposobu wyliczania odszkodowania jest dobrym rozwiązaniem, gdyż będzie pozwalało przedsiębiorstwom sieciowym na ocenę zakresu grożących im roszczeń, a co za tym idzie uwzględnienie tych kosztów w ich planach biznesowych.

## **Pozostałe rozwiązania przyjęte w Projekcie Ustawy wpływające na sprawność procesu inwestycyjnego**

Projekt Ustawy przewiduje ponadto szereg pomniejszych rozwiązań, które pozwolą na sprawniejszą realizację inwestycji. Należy do nich norma wskazująca, że w istniejącym korytarzu przesyłowym będzie można posadowić kilka różnego rodzaju dodatkowych urządzeń przesyłowych, w tym urządzenia do przesyłania energii elektrycznej, paliw gazowych, ciepła, a także urządzenia infrastruktury telekomunikacyjnej, wodociągowej czy kanalizacyjnej, na mocy decyzji o lokalizacji w korytarzu przesyłowym kolejnych urządzeń. Będzie to trzeci rodzaj decyzji administracyjnej wprowadzonej do porządku prawnego na mocy Projektu Ustawy, obok decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego dla nowych urządzeń przesyłowych oraz decyzji o określeniu korytarza przesyłowego dla urządzeń przesyłowych już istniejących.

Zasadniczo Projekt Ustawy został tak skonstruowany, aby organ administracyjny właściwy do wydania decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego (starosta albo wojewoda) mógł odmówić wydania decyzji o ustanowieniu korytarza jedynie w wyjątkowych sytuacjach wskazanych w Projekcie Ustawy, wyłączając jakąkolwiek władzę dyskrecyjną organów administracji. Na podstawie art. 21 Projektu Ustawy organ może odmówić ustanowienia korytarza, w przypadku gdy zaproponowana trasa korytarza jest sprzeczna z planem zagospodarowania przestrzennego województwa albo z planem lokalizacji, a nie zachodzą wskazane w Projekcie Ustawy okoliczności uzasadniające odstępstwo. Ponadto, organ może się wstrzymać z wydaniem decyzji o określeniu korytarza przesyłowego (tzn. dla istniejącej infrastruktury liniowej) jedynie w przypadku, gdy w chwili złożenia wniosku o określenie korytarza przesyłowego toczy się postępowanie w sprawie rozbiórki urządzenia znajdującego się na nieruchomości określonej we wniosku (art. 44 ust. 4 Projektu Ustawy).

W Projekcie Ustawy zagwarantowano także roszczenie dla właściciela nieruchomości lub użytkownika wieczystego o wykup własności lub użytkownika wieczystego, gdy realizacja inwestycji sieciowej uniemożliwia dalsze korzystanie z nieruchomości w sposób dotychczasowy lub w sposób zgodny z jej dotychczasowym przeznaczeniem. Regulacja ta wydaje się oddalać możliwość skutecznego postawienia zarzutu niekonstytucyjności Projektu Ustawy.

Należy zauważyć, że regulacja wynikająca z Projektu Ustawy ma się stać modelową, co oznacza że przedsiębiorcy przesyłowi zobowiązani będą do ustanowienia korytarza przesyłowych nie tylko dla urządzeń nowych, ale

również dla urządzeń już istniejących – w terminie 30 lat od daty wejścia Projektu Ustawy w życie. Regulacja ta pozwoli rozplanować ten proces w taki sposób, aby nie był on zbyt obciążający dla budżetów przedsiębiorstw przesyłowych, co w konsekwencji mogłoby doprowadzić do ograniczenia inwestycji albo podwyższenia cen oferowanych przez nie usług. Koszty odszkodowań ustalanych i wypłacanych na podstawie Projektu Ustawy zaliczać się mają do kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności gospodarczej, tym samym być uwzględniane przy kalkulowaniu taryf.

## Podsumowanie

Ukończenie budowy Linii Plewiska-Kromolice zawdzięczamy temu, że inwestycja ta została zakwalifikowana do grona przedsięwzięć EURO 2012 jako *rozbudowa systemu zasilania elektroenergetycznego aglomeracji poznańskiej*. Niestety, bez tej regulacji ewidentne było, że infrastrukturalne inwestycje liniowe w obowiązującym stanie prawnym mogły i nadal mogą być skutecznie blokowane.

Zaproponowany Projekt Ustawy wprowadza kompleksowe rozwiązania w zakresie postępowania zmierzającego do rozpoczęcia realizacji infrastrukturalnej inwestycji liniowej, będącej jednocześnie inwestycją celu publicznego. Zmiany następują zasadniczo w trzech obszarach, a mianowicie: 1) co do rodzaju decyzji administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia budowy inwestycji; 2) co do procedury uzyskania tych decyzji oraz procedury odwoławczej od tych decyzji, a także 3) co do sposobu pozyskiwania tytułu do nieruchomości na potrzeby tak budowy nowych sieci, jak i uregulowania zaszczości.

Kluczowym, ale zarazem budzącym największą wątpliwość obszarem Projektu Ustawy są regulacje dotyczące odszkodowania za służebność przesyłu, powstającą z mocy prawa z dniem, w którym decyzja o ustanowieniu korytarza przesyłowego uzyskuje status ostatecznej, a także odszkodowania z tytułu bezumownego korzystania z gruntu. Należy jednak podkreślić, że kwestia odszkodowania przyznanego właścicielowi będzie niezależna od możliwości rozpoczęcia inwestycji infrastrukturalnej.

Projekt Ustawy stanowi ponadto, że przed wyliczeniem odszkodowania z tytułu ustanowienia służebności przesyłu przez właściwy organ na podstawie wzoru wskazanego w Projekcie Ustawy, przedsiębiorca sieciowy powinien podjąć z właścicielem nieruchomości negocjacje w sprawie wysokości odszkodowania, jednak nie powinny trwać one dłużej niż 30 dni. W świetle użytych w Projekcie Ustawy sformułowań nie jest jasny cel tych

rokowań. W szczególności – czy w trakcie rokowań strony mogą ustalić inny model, czy inną wysokość wynagrodzenia niż przewidziana we wzorach wskazanych w Projekcie Ustawy, a także dlaczego strony miałyby w ogóle mieć motywację do takich rokowań w świetle wskazania przez Projekt Ustawy odpowiednich wzorów. Wątpliwości te pogłębia niezwykle krótki termin przewidziany Projektem Ustawy na przeprowadzenie rokowań. Biorąc pod uwagę, iż decyzja o ustanowieniu korytarza może dotyczyć setek nieruchomości, przedsiębiorca przesyłowy może nie być w stanie przeprowadzić wszystkich rokowań z należytą starannością.

Pomimo tego, że Projekt Ustawy w obecnym kształcie wzbudza istotne wątpliwości, należy podkreślić, że dalsze prace nad nim i jak najpilniejsze systemowe rozwiązanie kwestii inwestycji liniowych są koniecznym warunkiem zapewnienia odpowiedniego standardu usług sieciowych i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Należy mieć nadzieję, że już niedługo sytuacje, w których realizacja istotnych projektów sieciowych, takich jak Linia Plewińska-Kromolice, trwająca kilka lub kilkanaście lat, należeć będą do przeszłości.

JACEK ZIMMER-CZEKAJ



# **Prawne aspekty wdrażania rynku mocy jako mechanizmu wsparcia dla budowy źródeł wytwarzania w sektorze elektroenergetycznym**

## **Wprowadzenie**

Nowe mechanizmy służące długofalowemu zrównoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami są przedmiotem zainteresowania państw członkowskich oraz organów UE w związku z kryzysem inwestycyjnym w sektorze wytwórczym. Podłoże tej dyskusji jest ekonomiczne – i dotyczy kwestii zapewnienia rentowności inwestycjom w nowe moce wytwórcze, ale środki do rozwiązania problemu mają już charakter prawny. Środki te mieszczą się w granicach koncepcji tzw. rynku mocy, a ich wprowadzenie jest rozważane również w Polsce. Celem niniejszego opracowania jest odpowiedź na pytanie, na ile mechanizmy unormowane w polskim prawie energetycznym<sup>1</sup> pozwalają na utworzenie takiego rynku, rozumianego jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w długim okresie oraz możliwości wdrożenia rynkowych mechanizmów skierowanych na długofalowe równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami. Przedstawione rozważania mają charakter wstępny, biorąc pod uwagę dojrzałość idei rynków mocy, które w szeregu państw europejskich są jeszcze dopiero w fazie koncepcyjnej. Uwzględniając dynamikę rozwoju tej idei w Europie, konieczne będzie również odwołanie się do materiałów, które ukazują aktualny stan prac nad jej wdrożeniem.

---

<sup>1</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz.U. z 2006, Nr 89, poz. 625, ze zm.) – dalej: pr. en.

## Mechanizm wynagradzania zdolności wytwórczych

Działanie każdego krajowego lub regionalnego systemu elektroenergetycznego wymaga koordynacji ze strony operatora systemu przesyłowego (OSP), który jest odpowiedzialny co najmniej za jego bilansowanie techniczne, tj. krótkoterminowe zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami. Działanie systemu elektroenergetycznego wymaga bowiem zrównoważenia dostaw energii z zapotrzebowaniem. Nadmiar lub brak dostaw energii do systemu powoduje zaburzenie jego parametrów – częstotliwości i napięcia, co może prowadzić ostatecznie do całkowitego zaniku napięcia w systemie (z j. ang. *blackout*)<sup>2</sup>. W przypadku braku jednostek wytwórczych mogących wyprodukować energię, operator systemu zmuszony jest do zbilansowania systemu poprzez wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej.

W perspektywie krótkoterminowej OSP posiada niezbędne środki do podejmowania działań zaradczych mających na celu techniczne zbilansowanie systemu<sup>3</sup>. Nie rozwiązuje to jednak problemu dostępności mocy wytwórczych w perspektywie długoterminowej.

Problemy długoterminowego zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z jej popytem występują na całym świecie i stanowią przedmiot dyskusji ekonomistów zajmujących się rynkiem elektroenergetycznym, istota której sprowadza się do odpowiedzi na pytanie, czy budowa optymalnej z punktu widzenia rynku wielkości mocy wytwórczych może zostać zapewniona wyłącznie w wyniku rynkowej gry popytu i podaży. Spór dotyczący tego, czy rynek energii elektrycznej wystarcza do powstania systemu stosownych zachęt do budowy nowych mocy wytwórczych, toczy się od przeszło dekad<sup>4</sup>. Tzw. model „czystego rynku energii” zakłada, że prognozowany wzrost cen energii elektrycznej, spowodowany spadkiem podaży, może stanowić wystarczającą zachętę inwestycyjną dla wytwórców do inwestycji w nowe moce oraz prowadzić do redukcji zużycia energii elektrycznej po stronie odbiorców<sup>5</sup>. W takim modelu zmiany cen energii wynikające z ceny równowagi pomiędzy popytem i podażą mają stanowić wystarczający bo-

---

<sup>2</sup> A. Wang, *Regulacja systemu elektroenergetycznego w przyszłości*, Nowa Energia – nr 3/2011, [http://cire.pl/pliki/2/regulacja\\_systemu\\_elektroenerg\\_przyszl.pdf](http://cire.pl/pliki/2/regulacja_systemu_elektroenerg_przyszl.pdf).

<sup>3</sup> W. Dołęga, *Rola uregulowań prawnych w procesie zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju*, *Polityka Energetyczna* – t. 13 z. 2 /2010, s. 107.

<sup>4</sup> H. Bjørnebye, *Investing in EU energy security : exploring the regulatory approach to tomorrow's electricity production: The Netherlands*, Kluwer Law International 2010, s. 44.

<sup>5</sup> S. Oren, *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*, Energy Policy and Economics Working Paper, UCEI, EPE 007 (2003), <http://www.ucei.berkeley.edu/pwrrpubs/ep007.html>.

dzień do zapewnienia długoterminowego zrównoważenia zapotrzebowania i dostaw.

Teza ta budziła wątpliwości części ekonomistów, którzy wskazywali, że istnieje szereg czynników, które mogą prowadzić do inwestycji w nowe moce wytwórcze na poziomie odbiegającym od optimum. Do czynników tego rodzaju zaliczyć można: ograniczenia cenowe, brak informacji, ryzyka lub ograniczenia regulacyjne i inne<sup>6</sup>. Przełomowym zdarzeniem, które podało w wątpliwość możliwość zagwarantowania równowagi pomiędzy podażą a popytem na energię elektryczną było doświadczenie kryzysu w Kalifornii, gdzie połączenie niekorzystnych warunków atmosferycznych, braku inwestycji w nową infrastrukturę sieciową wytwórczą i sieciową, wraz z niedokończonym uwolnieniem rynku energii elektrycznej (kiedy ceny detaliczne były niższe od cen hurtowych, a wytwórcy nadużywali swojej pozycji rynkowej), doprowadziło w 2000 r. do kontrolowanego blackoutu i drastycznego wzrostu cen energii elektrycznej na rynku hurtowym<sup>7</sup>. Wskazuje się, że kryzys kalifornijski potwierdził, że przy niepewnej sytuacji regulacyjnej impuls inwestycyjny wynikający z wzrostu cen może wpłynąć na inwestycje dopiero w momencie, gdy dochodzi do niezrównoważenia popytu i podaży na energię elektryczną<sup>8</sup>. Wskazuje się również, że w Unii Europejskiej systemy wsparcia powodują dodatkowo zwiększony udział źródeł odnawialnych o charakterze niestabilnym, które mogą być niedostępne w szczycie zapotrzebowania i prowadzić do zakłóceń pracy sieci<sup>9</sup>. Wynikające stąd problemy dotyczą również Polski, a dodatkowo są zwiększone przez ryzyka regulacyjne związane z systemem handlu emisjami<sup>10</sup>.

Bezpośrednim efektem takiego stanu rzeczy było podjęcie w szeregu państw działań mających zapewnić długoterminowe zrównoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na nią. W teorii i praktyce można spotkać różnorakie mechanizmy mające spowodować zapewnienie odpowiedniego poziomu zdolności wytwórczych, zwane szeroko mechani-

<sup>6</sup> P. Cramton, A. Ockenfels, and S. Stoft; *Capacity Market Fundamentals*; 26 maja 2013 r., <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-stoft-capacity-market-fundamentals.pdf>.

<sup>7</sup> W. Kwinta, *Kryzys energetyczny w Kalifornii*, Polska Energia – nr 11/2011, <http://www.miedzynarodowa-energetyka.cire.pl/st,29,153,item,58450,2,0,0,0,0,0,kryzys-energetyczny-w-kalifornii.html>.

<sup>8</sup> L. J. de Vries, *Securing the public interest in electricity generation markets, The myths of the invisible hand and the copper plate*, Delft 2004, s. 55, <http://www.nextgenerationinfrastructures.eu/download.php?field=document&itemID=449557>.

<sup>9</sup> S. Tokarski, J. Janikowski, *Kiedy w UE pojawi się rynek mocy?*, Polska Energia – listopad 2012, [http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252FPropozycja\\_ryнку\\_mocy.pdf](http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252FPropozycja_ryнку_mocy.pdf).

<sup>10</sup> T. Siewierski, W. Mielczarski, *Rynek Mocy*, czerwiec 2011r. (niepublikowane), <http://www.cire.pl/item,55343,2,0,0,0,0,0,rynek-mocy.html>.

zmami wynagradzania za moc (z j. ang. *capacity remuneration mechanisms*, dalej: mechanizmy CRM). Wśród tych mechanizmów możemy również wskazać tzw. rynki mocy (z j. ang. *capacity markets*). Granica pomiędzy mechanizmami wynagradzania za moc a rynkiem mocy jest stosunkowo płynna, a rynek mocy nie jest zawsze traktowany jako całkowicie odrębne zjawisko, często traktuje się „mechanizmy mocowe” (z j. ang. *capacity mechanism*) i rynek mocy jako jedno zjawisko, przez które należy rozumieć interwencję w rynek energii elektrycznej, mającą na celu zapewnienie wsparcia finansowego dla inwestycji w stabilne jednostki wytwórcze o oczekiwanej mocy<sup>11</sup>. Inni autorzy odróżniają rynki mocy (z j. ang. *capacity market*), na których zakupu przyszłych zdolności wytwórczych dokonuje operator, od obowiązków mocowych (z j. ang. *capacity obligations*), gdzie obowiązek ich zapewnienia ciąży na sprzedawcach<sup>12</sup>.

Z kolei inni autorzy pojęcie rynku mocy utożsamiają właśnie z obowiązkami mocowymi<sup>13</sup>. Należy jednak zgodzić się z tymi autorami, którzy wskazują, że tym pojęciem należy obejmować jedynie takie mechanizmy wykorzystywane do alokacji kosztów utrzymywania zdolności wytwórczych niezbędnych do zrealizowania określonego celu w zakresie niezawodności dostaw, które oparte są na zasadach rynkowych<sup>14</sup>. Wskazuje się, że podstawą do zakwalifikowania danego mechanizmu jako tworzącego rynek mocy jest to, aby miał on charakter ilościowy poprzez określenie docelowego poziomu mocy (z j. ang. *volume-based*) oraz był skierowany do całego rynku (z j. ang. *market-wide*). W takim ujęciu nie są uznawane za rynek mocy te mechanizmy CRM, które mają charakter cenowy (z j. ang. *price-based*), gdyż określają jedynie wielkość środków przeznaczonych na wspieranie inwestycji oraz te które mają charakter celowy, ograniczony jedynie do niektórych uczestników rynku (z j. ang. *targeted mechanism*). Do mechanizmów CRM, które nie tworzą rynku mocy należy zaliczyć mechanizm płatności za moc (z j. ang. *capacity payments*) przewidujący ustalone z góry wynagrodzenie za moc, otrzymywane przez wytwórców od operatora systemu.

---

<sup>11</sup> M. Hogan, *What Lies „Beyond Capacity Markets”? Delivering Least-Cost Reliability Under the New Resource Paradigm*, 14 sierpnia 2012 r., [www.raponline.org/document/download/id/6041](http://www.raponline.org/document/download/id/6041).

<sup>12</sup> G. Cervigni, T. Niedrig, *Capacity Markets: Relevant for Europe and appropriate for Germany?*, [www.formaet.org/GetFile.aspx?file=6444](http://www.formaet.org/GetFile.aspx?file=6444).

<sup>13</sup> Information Paper on Supplementary Market Mechanisms to Deliver Security and Reliability, KEMA, raport sporządzony na rzecz Australia Energy Market Commission (AEMC), <http://www.aemc.gov.au/Media/docs/Appendix%20H%20-%20KEMA%20-%20Information%20Paper%20on%20Supplementary%20Market%20Mechanisms%20to%20Deliver%20Security%20and%20Reliability-4ba05390-bd51-4d56-8239-468575b2c7dd-0.pdf>.

<sup>14</sup> F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberger, *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Elsevier 2006, s. 468.

W takim modelu, stosowanym dotychczas m.in. w Hiszpanii, Portugalii, Irlandii i we Włoszech, przewidziane jest wynagrodzenie za samą moc przyłączoną do systemu na pewnym określonym centralnie poziomie. Mechanizm ten nie powinien być jednak uznany za należący do kategorii „rynku mocy” – jest on mechanizmem cenowym, nie występuje na nim bowiem uzależnienie ceny (wynagrodzenia) od popytu (oczekiwanej rezerwy mocy w systemie). Innym mechanizmem CRM jest tzw. model rezerw strategicznych przyjęty m.in. w Szwecji, który przewiduje zarówno opłatę za pozostawanie w dyspozycji, jak i za dostarczoną energię. Rezerwa jest finansowana poprzez taryfę OSP i może być wykorzystywana jedynie w sytuacjach kryzysowych, jako środek ostateczny<sup>15</sup>. Również ten mechanizm nie powinien być kwalifikowany w kontekście „rynku mocy”, jest on bowiem mechanizmem celowym skierowanym do określonego kręgu istniejących jednostek wytwórczych i należy go raczej uznać za element istniejącego już w Polsce rynku mocy rezerwowych (z j. ang. *power reserve mechanism*).

Innym stosowanym mechanizmem mającym wspierać inwestycję są tzw. kontrakty różnicowe (z j. ang. *Contract for Difference, CfD*). Model oparty na takich kontraktach dotyczy stricte nowych inwestycji, a jego przyjęcie jest przewidywane w Wlk. Brytanii w ramach planowanej reformy rynku energii elektrycznej<sup>16</sup>, niezależnie od stworzenia samego rynku mocy. Kontrakty różnicowe nie są bezpośrednio związane z kwestią odpłatności za moc zainstalowaną, lecz są wariacją taryfy *feed-in* tj. systemem wsparcia nakierowanym na wsparcie technologii niskoemisyjnych. W modelu takim określana ma być cena referencyjna (tzw. *strike price*), odnosząca się do ceny rynkowej. W przypadku, gdy w ustalonym z góry okresie wsparcia cena referencyjna byłaby niższa od ceny rynkowej, wytwórca otrzymywałby dopłatę, z kolei w odwrotnym przypadku, byłby zobowiązany do zwrotu różnicy.

Również ten model nie jest uznawany za mieszczący się w pojęciu rynku mocy sensu stricto – w istocie jest to bowiem mechanizm zapewniający gwarancję określonej ceny za energię elektryczną przez określony czas. Nie oznacza to, że rynek mocy, oparty na mechanizmie cenowym i skierowany do wszystkich uczestników rynku, nie może w pewnym zakresie wykorzystywać kontraktów różnicowych. Jednak w wersji zaproponowanej w Wlk. Brytanii kontrakt różnicowy zakwalifikować należy jako celowy mechanizm wsparcia technologii niskoemisyjnych, a nie jako element rynku mocy.

<sup>15</sup> *Design and Management of Swedish strategic reserve*, [http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/CapacityMarkets/CM4\\_Sweden.pdf](http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/CapacityMarkets/CM4_Sweden.pdf).

<sup>16</sup> *Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals*, Czerwiec 2013, [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/209280/15398\\_TSO\\_Cm\\_8637\\_DECC\\_Electricity\\_Market\\_Reform\\_web\\_optimised.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/209280/15398_TSO_Cm_8637_DECC_Electricity_Market_Reform_web_optimised.pdf).

Definiując rynek mocy należy zatem uznać, że jest to prawnie usankcjonowany mechanizm skierowany do ogółu wytwórców lub odbiorców, którzy zobowiążą się do zapewnienia określonej zdolności wytwórczej lub zdolności redukcji zużycia w perspektywie długoterminowej, w zamian za wynagrodzenie ustalane na zasadach rynkowych poprzez ustalenie ceny równowagi dla podaży dostępnych na rynku ofert przyszłych zdolności wytwórczych i popytu.

## Mechanizmy prawne tworzące rynek mocy

Z istniejących w praktyce rozwiązań, za tworzące rynek mocy sensu stricto możemy uznać trzy mechanizmy CRM, których podstawą jest określenie ilości oczekiwanej mocy na rynku (*volume-based*) oraz możliwość uczestnictwa wszystkich graczy na rynku (*market-wide*), tj.: „aukcje mocowe” (tzw. *capacity auctions*) scentralizowany system aukcyjny zdolności wytwórczych, „obowiązki mocowe” (tzw. *capacity obligations*) system zdecentralizowany, oparty na zobowiązaniach uczestników do zapewnienia rezerwy mocy szczytowej odpowiedniej do ich udziału w rynku oraz mechanizm „opcji gwarancyjnych” (tzw. *reliability options*) – przewidujący obowiązkowy zakup opcji kupna (tzw. opcja *call*) na dostawę energii elektrycznej po ustalonej cenie<sup>17</sup>.

Mechanizmy te nie zawsze muszą być uznawane za całkowicie odrębne. Najbardziej znany chyba działający rynek mocy – prowadzony przez amerykańskiego regionalnego operatora systemu przesyłowego PJM Interconnection LLC<sup>18</sup>, zawiera elementy zarówno aukcji mocy, jak i obowiązków mocowych. Na rynku tym operator ustala 3-letni program-prognozę zapotrzebowania szczytowego, z odpowiednią rezerwą. Dostawcy zobowiązani są zapewnić moce wytwórcze, bądź samemu, bądź w drodze umów dwustronnych z wytwórcami lub też wreszcie zakupując moc za cenę wyznaczoną w drodze przeprowadzanych przez operatora aukcji ofert mocy składanych przez wytwórców. Aukcje ofert na dostawę mocy przeprowadzane są na 3 lata przed okresem dostawy wraz z trzema dodatkowymi aukcjami w późniejszym terminie na ten sam okres.

<sup>17</sup> *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*, ACER, 30 czerwca 2013 r., [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf).

<sup>18</sup> S. Stoft. *PJM's capacity market in a price-spike world*. University of California Energy Institute. POWER Working Paper PWP-077, Maj 2000 r., <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/>.

Model aukcji mocy planowany jest w Wlk. Brytanii, gdzie na podstawie przygotowanej prognozy zapotrzebowania szczytowego, zatwierdzonej przez regulatora, OSP będzie przeprowadzał centralną aukcję ofert zdolności wytwórczych. W aukcji będą mogli brać również udział odbiorcy i operatorzy magazynów energii. Aukcje dokonywane będą corocznie, na cztery lata naprzód przed oczekiwaną przez operatora dostawą mocy, co ma dać dodatkowe impulsy inwestycyjne dla nowo powstających źródeł. Nowo powstające źródła mogą być również uprzywilejowane poprzez zawieranie, po wygranej aukcji, umów nawet dziesięcioletnich, podczas gdy dla istniejących jednostek umowy mają być zawierane na okres do roku lub – w przypadku, gdy objęte aukcją jednostki wytwórcze wymagają modernizacji – do trzech lat<sup>19</sup>.

Model obowiązków mocowych jest aktualnie wdrażany we Francji. W takim modelu, każdy ze sprzedawców energii zobowiązany jest – pod groźbą kary – zapewnić zdolności wytwórcze proporcjonalnie do szczytowego zużycia swoich odbiorców. Każdy sprzedawca zobowiązany jest do zakupu odpowiednich zdolności, które są certyfikowane przez operatora systemu przesyłowego i podlegają obrotowi. Certyfikacja zdolności może obejmować również stronę popytową. W pewnym sensie system przypomina więc obowiązujące w Polsce systemy wsparcia dla OZE czy świadectwa efektywności energetycznej. Dodatkowo system francuski przewiduje – na wypadek braku stosownych inwestycji – przeprowadzenie przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych<sup>20</sup>.

Model opcji gwarancyjnych przewiduje nałożenie na sprzedawców energii i dużych odbiorców obowiązku uzyskania opcji kupna (tzw. *opcja call*) opiekujących na określoną ilość energii, ustaloną na podstawie szacowanych przyszłych zobowiązań w zakresie odbioru i dostaw, według określonej ceny. W przypadku gdy cena energii w szczycie przekracza ustaloną z wytwórcą cenę, odbiorca ma prawo zażądać dostawy energii po niższej cenie, ustalonej w opcji<sup>21</sup>. Model, którego elementem są opcje gwarancyjne, został wdrożony w Kolumbii<sup>22</sup>. Podobny model został przyjęty we Wło-

---

<sup>19</sup> Annex C Capacity Market Design and Implementation Update, DECC Listopad 2012 r., [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/65637/7104-emr-annex-c-capacity-market-design-and-implementation.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65637/7104-emr-annex-c-capacity-market-design-and-implementation.pdf).

<sup>20</sup> C. Leininger, *Capacity mechanism in France*, Florence School of Regulation 1 lutego 2013 (prezentacja), <http://fsr.eui.eu/Documents/Presentations/Energy/2013/130201Generationadequacyandsecurityofsupply/pdfsito/130201LeiningerChristophe.pdf>.

<sup>21</sup> G. Cervigni, T. Niedrig, op. cit.

<sup>22</sup> B. Tennbakk (red.) *Capacity Mechanism In Individual Markets Within The IEM*, DG ENER – DIRECTORATE B, Czerwiec 2013, s. 41, [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/consultations/doc/20130207\\_generation\\_adequacy\\_study.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_study.pdf).

szech, z tym że obowiązek zakupu opcji gwarancyjnych i prawo do wykonania finansowego opcji należeć będzie do OSP<sup>23</sup>. Dzięki takiemu rozwiązaniu, wytwórca otrzymuje stałe wynagrodzenie z tytułu opcji, co umożliwiła budowę nowych inwestycji, w zamian za co odbiorcy mają gwarancję ceny maksymalnej określonej w opcji. Kwalifikacja tego mechanizmu, jako mieszczącego się w pojęciu rynku mocy, może budzić uzasadnione wątpliwości, bowiem – podobnie jak w przypadku kontraktów różnicowych – mechanizm ten odnosi się do ceny energii elektrycznej.

Model ten jednocześnie jest jednak skierowany do całości rynku, a wielkość nałożonego na sprzedawców i odbiorców obowiązku zakupu opcji ma charakter ilościowy, oparty na wielkości oczekiwanej mocy wytwórczej; z tych względów klasyfikowany jest zwykle jako mechanizm rynku mocy. W literaturze brak jednak jednolitego stanowiska co do skuteczności i kosztów poszczególnych mechanizmów. Wskazuje się, że każdy z modeli ma swoje wady i zalety, a konstrukcja rynku mocy musi uwzględniać uwarunkowania lokalne<sup>24</sup>. Autor nie podejmuje się więc wskazywać, jaki model rynku mocy byłby najlepszy do wdrożenia w Polsce. W dalszej części artykułu wskazano jednak prawne uwarunkowania, które muszą zostać uwzględnione przy dokonywaniu takiego wyboru.

## Ramy prawne – prawo Unii Europejskiej

Jak łatwo zauważyć, istnieje szereg różnych mechanizmów wyceny zdolności wytwórczych, pozwalających na wspieranie inwestycji, niezależnie od cen samej energii elektrycznej. Wybór właściwego modelu dla Polski musi uwzględniać lokalne uwarunkowania i możliwości. W tym miejscu należy się jednak pochylić nad ramami prawnymi w ramach których taki rynek miałby zostać wprowadzony. Przyjęty model rynku mocy będzie musiał: po pierwsze – być zgodny z zasadami wspólnego rynku energii elektrycznej, po drugie – zachować zgodność z wspólnotowymi zasadami udzielania pomocy publicznej.

---

<sup>23</sup> A Sweco Multiclient Study, Capacity Markets in Europe: Impacts on Trade and Investments, [http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/conference/2014%20Papers/3\\_4\\_report.pdf](http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/conference/2014%20Papers/3_4_report.pdf).

<sup>24</sup> L. Muelman, N. Meray, *Capacity Mechanism in Northwest Europe, Between a Rock and a Hard Place?*, Clingendael International Energy Programme, listopad 2002 r., [http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Capacity\\_mechanisms.pdf](http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Capacity_mechanisms.pdf).

Wspólne zasady rynku energii elektrycznej określa dyrektywa 2009/72/WE<sup>25</sup>. Kwestie dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej regulowane są jednak przede wszystkim przez dyrektywę 2005/89/WE<sup>26</sup>, która skupia się właśnie na tym obszarze wspólnego rynku<sup>27</sup>. Zgodnie z art. 1 pkt a) i b) dyrektywy 2005/89/WE, jej przedmiotem jest określenie działań mające na celu zagwarantowanie odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych oraz odpowiedniej równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem. Należy uznać, że dyrektywa 2005/89/WE, uznaje prawidłowo funkcjonujący rynek energii elektrycznej za podstawowy środek do zagwarantowania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną a dostępnością mocy wytwórczych.

Zgodnie z art. 3 ust. 1 dyrektywy 2005/89/WE, państwa członkowskie zapewniają bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej poprzez podjęcie koniecznych środków, mających na celu sprzyjanie stabilnemu klimatowi inwestycyjnemu oraz poprzez określenie ról i obowiązków właściwych organów oraz wszystkich istotnych uczestników rynku. W tym celu, zgodnie z art. 5 ust. 1 dyrektywy 2005/89/WE, państwa członkowskie są zobowiązane do wspierania ustanawiania ram rynku hurtowego, zapewniających odpowiednie sygnały cenowe w odniesieniu do wytwarzania i zużycia energii elektrycznej oraz wymagają od operatorów systemów przesyłowych zapewnienia dostępności odpowiedniego poziomu rezerw mocy wytwórczych celem zbilansowania lub przyjęcia równoważnych mechanizmów rynkowych.

Zgodnie z art. 5 ust. 2 dyrektywy 2005/89/WE, państwa członkowskie mogą także podjąć dodatkowe środki w celu utrzymania równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem, obejmujące w szczególności: wprowadzenie przepisów ułatwiających tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejście na rynek nowych wytwórców energii, znoszenie barier, które uniemożliwiają stosowanie umów przerywanych lub umów o zmiennej długości oraz zachęcanie do przyjęcia technologii zarządzania popytem lub stosowania środków oszczędzania energii.

Jednocześnie dyrektywa 2005/89/WE, wskazuje wyraźnie w art. 5 ust. 1 pkt. f), że dopuszczalnym środkiem zapewnienia równowagi między do-

<sup>25</sup> Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. U. UE z 14.8.2009, L 211/55.

<sup>26</sup> Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, Dz. U. UE z 4.2.2006, L 33/22.

<sup>27</sup> H.Bjørnebye, *Investing in EU Energy Security: Exploring the Regulatory Approach to Tomorrow's Electricity Production*, Kluwer Law International, sierpień 2010, s. 8.

stawami a zapotrzebowaniem mogą być cyt. „procedury przetargowe lub każda inna procedura równoważna z punktu widzenia przejrzystości i braku dyskryminacji zgodnie z art. 7 ust. 1 dyrektywy 2003/54/WE”<sup>28</sup> (obecnie: art. 8 ust. 1 nowej dyrektywy 2009/72/WE). Art. 8 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE, upoważnia państwa członkowskie do tworzenia nowych zdolności lub środków wydajności energetycznej lub zarządzania popytem poprzez procedurę przetargową lub każdą procedurę równoważną z punktu widzenia przejrzystości i braku dyskryminacji, na podstawie opublikowanych kryteriów.

Jednakże te procedury mogą być uruchamiane jedynie wtedy, kiedy działania na podstawie procedury przyznawania zezwoleń na budowę zdolności wytwórczych lub z punktu widzenia wydajności energetycznej lub zarządzania popytem nie są wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Dyrektywa 2009/72/WE przewiduje w art. 7 ust. 5, że jako podmiot odpowiedzialny za organizację, monitorowanie i kontrolę procedur przetargowych, może być wyznaczony operator systemu przesyłowego.

Dodatkowym ograniczeniem, jakie może znaleźć zastosowanie w przypadku rynku mocy będzie art. 15 ust. 4 dyrektywy 2009/72/WE, zgodnie z którym państwo członkowskie może nakazać, z powodu bezpieczeństwa dostaw, aby pierwszeństwo przyznawane było instalacjom wytwarzającym energię elektryczną wykorzystującym do wytwarzania energii miejscowe pierwotne źródła paliw, w wysokości nie przekraczającej w ciągu roku kalendarzowego 15% całej ilości energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia energii elektrycznej zużywanej w tym państwie członkowskim. Istnieje bowiem ryzyko, że koncepcja rynku mocy przewidująca możliwość udziału wyłącznie wytwórców krajowych naruszać będzie pośrednio to zobowiązanie, powodując zaburzenie rynku poprzez premiowanie wytwórców krajowych. W zależności od dobranej koncepcji okazać się może, że tylko lokalni wytwórcy będą otrzymywać korzyści z udziału w rynku, co da im przewagę konkurencyjną nad wytwórcami oferującymi wewnątrzwspólnotową dostawę energii.

Zaburzenie wspólnego rynku energii wydaje się największym zagrożeniem związanym z wprowadzeniem rynku mocy, którego najbardziej obawia się Komisja Europejska. W podlegającym w momencie przygotowywania niniejszego opracowania konsultacjom dokumencie dotyczącym mechani-

---

<sup>28</sup> Dyrektywa nr 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz.U. UE z 15.07.2003 r., L 176/37).

zmów zapewnienia właściwego poziomu zdolności wytwórczych<sup>29</sup>, jak i we wcześniejszym dokumencie dotyczącym wspólnego rynku energii<sup>30</sup>, Komisja wskazała na istotne zagrożenia dla wspólnego rynku wynikające z mechanizmów wspierania budowy zdolności wytwórczych, takich jak m.in. zakłócenie wspólnego rynku energii i wymiany transgranicznej, zakłócenie decyzji inwestycyjnych i budowa suboptymalnych ekonomicznie źródeł wytwórczych w krajach gdzie są takie mechanizmy, ogólny wzrost kosztów energii, negatywny wpływ na rozwój reakcji strony popytowej.

W związku z powyższym Komisja zaproponowała, że ocena zgodności mechanizmów CRM ze wspólnym rynkiem powinna uwzględniać przede wszystkim rozwiązanie tych problemów, a mechanizm taki powinien: mieć charakter wyłącznie subsydiarny wobec rynku energii, zapobiegać nieefektywnym lokalizacjom inwestycji na poziomie wspólnotowym i ograniczaniu bodźców do reakcji na wzrost cen, zapobiegać podtrzymywaniu nieefektywnych rozwiązań oraz siły rynkowej przedsiębiorstw zasiedziały.

Zdaniem Komisji Europejskiej, mechanizm CRM powinien być zatem wdrożony w drodze otwartej i niedyskryminacyjnej procedury przetargowej opartej na zasadach rynkowych, uwzględniać możliwość udziału strony popytowej i wytwórców z innych państw członkowskich, w ramach transgranicznej wymiany energii, ograniczać koszty do niezbędnego minimum i zapobiegać nadmiernemu wynagrodzeniu dla wytwórców, podczas gdy koszty takiego wynagrodzenia powinny być niedyskryminacyjnie alokowane na poszczególne grupy odbiorców. Przedstawiona przez Komisję Europejską ocena, która podlega obecnie konsultacjom, pozwala zatem stwierdzić, że jako podstawowy kierunek prac nad mechanizmami CRM należy uznać rynki mocy, które w przeciwieństwie do pozostałych mechanizmów CRM zapewniają efektywną i opartą na zasadach rynkowych alokację środków przeznaczonych na wsparcie inwestycyjne.

Konieczność uniknięcia zaburzeń na wspólnym rynku wynika w dużej mierze z innego aspektu, który musi zostać uwzględniony, tj. oceny mechanizmu CRM z punktu widzenia przepisów regulujących udzielanie pomocy publicznej. Zgodnie z art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej<sup>31</sup> niedozwolona jest wszelka pomoc przyznawana przez państwo

<sup>29</sup> European Commission *Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity*; [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/consultations/doc/20130207\\_generation\\_adequacy\\_consultation\\_document.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf).

<sup>30</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z 15.11.2012 r.; COM(2012) 663 final; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0663:FIN:PL:PDF>.

<sup>31</sup> Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.Urz. UE z 9 maja 2008 r., C 115/47.) dalej: TFUE.

członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów. Obligatoryjne wyjątki od tej zasady przewidziane są w art. 107 ust. 2 TFUE, zaś fakultatywne – w ust. 3 tego przepisu.

W odniesieniu do rynku mocy znaczenie mogą mieć jedynie wyłączenia będące uznaniowe i fakultatywne, a więc podlegająca zatwierdzeniu przez Komisję pomoc przeznaczona na wspieranie realizacji ważnych projektów leżących we wspólnym interesie europejskim lub mająca na celu zaradzenie poważnym zaburzeniom gospodarki państwa członkowskiego albo inne kategorie pomocy, jakie Rada może określić decyzją, stanowiąc większością kwalifikowaną, na wniosek Komisji<sup>32</sup>. Część mechanizmów wynagradzania zdolności powinna zostać uznana za pomoc publiczną (np. kontrakty różnicowe na cenę energii<sup>33</sup>, czy mechanizmy oparte na systemie certyfikatów<sup>34</sup>).

Wskazuje się, że opisany powyżej art. 8 dyrektywy 2009/72/WE pozwala na udzielanie pomocy publicznej poprzez zainicjowanie procesu inwestycyjnego w drodze przetargu lub innej niedyskryminacyjnej procedury w nowe moce wytwórcze, przynajmniej w zakresie związanym z ochroną środowiska<sup>35</sup>. Nie oznacza to jednak, że każdy mechanizm wsparcia musi automatycznie być zgodny ze wspólnym rynkiem. W momencie przygotowywania niniejszego opracowania procedowany jest projekt wytycznych w sprawie pomocy publicznej dla energetyki, opublikowany przez Komisję Europejską<sup>36</sup>.

Dotychczasowy projekt komunikatu przewiduje dopuszczalność pomocy publicznej, jednak pod kilkoma warunkami. Komisja wskazuje tam, że mechanizmy mające zapewnić bezpieczeństwo dostaw mogą być wprowadzane po uprzednim dokonaniu dogłębnej i obiektywnej oceny stanu bezpieczeństwa zrównoważenia dostaw z zapotrzebowaniem i niezbędnych inwestycji w celu jego zachowania. Jak wskazuje Komisja, ocena ta powinna:

---

<sup>32</sup> A. Nykiel-Mateo, *Pomoc państwa a ogólne środki interwencji w europejskim prawie wspólnotowym*, Warszawa 2009, s. 30.

<sup>33</sup> M. Keay, *UK Electricity Market and the EU*, Oxford Energy Comment, Kwiecień 2013, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/03/UK-Electricity-Market-Reform-and-the-EU.pdf>.

<sup>34</sup> Dotychczasowe systemy wsparcia dla energii odnawialnych lub źródeł kogeneracyjnych są aktualnie traktowane jako pomoc publiczna.

<sup>35</sup> Komentarz do art. 8 dyrektywy 2009/72, [w:] R. Zajdler, *Komentarz do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE*; Lex 2010.

<sup>36</sup> Commission Staff Working Document Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions, projekt z dnia 5 listopada 2013 r., [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/doc/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd01\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf).

- zostać notyfikowana Komisji Europejskiej;
- brać pod uwagę transgraniczny wymiar rynku energii elektrycznej i być skoordynowana z sąsiednimi państwami członkowskimi;
- być spójna ze wspólnotową oceną adekwatności mocy wytwórczych dokonaną przez Europejskie Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E) i stosowaną w niej metodologią;
- być oparta na szerokich konsultacjach z zainteresowanymi stronami;
- zawierać wiarygodne dane o rozwoju niestabilnych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (w tym w krajach sąsiednich) oraz analizę ilości i jakości mocy wytwórczych rezerwowych dla źródeł niestabilnych;
- prawidłowo oceniać potencjał zarządzania stroną popytową i realistyczny scenariusz do jego wdrożenia celem uniknięcia niepotrzebnych kosztów w źródła wytwórcze;
- brać pod uwagę wpływ krajowych i wspólnotowych polityk w zakresie energetyki i środowiska na infrastrukturę elektroenergetyczną, dostawy energii i jej pobór;
- brać pod uwagę istniejącą nadpodaż energii i kryzys ekonomiczny w celu uniknięcia utrzymywania nieefektywnych elektrowni dzięki pomocy publicznej.

Równocześnie Komisja Europejska wskazała, że przed dokonaniem interwencji w obszarze zapewnienia niezbędnych zdolności wytwórczych państwa członkowskie są zachęcane do identyfikacji i usunięcia wszelkich barier regulacyjnych lub niedoskonałości rynku, które mogą powodować lub zwiększać obawy związane z zapewnieniem odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych oraz rozważenie alternatywy dla systemu wsparcia mocy wytwórczych, wskazując że:

- Regulacja cen na rynku hurtowym i detalicznym (z wyjątkiem taryf o charakterze socjalnym dla odbiorców wrażliwych) ma negatywny wpływ na inwestycje w obszarze wytwarzania, a ich usunięcie jest istotnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.
- Przeciwdziałanie problemowi koncentracji przedsiębiorstw na rynku energii, który prowadzi do braku inwestycji, powinno następować poprzez stosowne rozwiązania systemowe, zaś kwestie manipulacji rynkowych lub obaw dotyczących siły rynkowej powinny być rozwiązane przez stosowanie zasad konkurencji oraz rozporządzenia 1227/2001<sup>37</sup>, bez zakłócania rynku regulacją cen maksymalnych.

---

<sup>37</sup> Prawdopodobnie błędne oznaczenie w projekcie dokumentu, można założyć, że w istocie uwaga odnosi się do Rozporządzenia nr 1227/2011 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku ener-

- Powinien zostać wykorzystany potencjał dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw wynikający ze zmiany systemów wsparcia energii odnawialnej, usunięcia systemów wsparcia dla źródeł opartych na paliwach kopalnych lub energii nuklearnej, jak też wdrożenia efektywnych rynków dnia bieżącego w zakresie bilansowania i usług systemowych oraz usunięcia przeszkód do uczestnictwa strony popytowej i magazynów energii w takich rynkach.
- Odblokowanie potencjału strony popytowej i przyspieszonego wdrożenia inteligentnego opomiarowania oraz rozwój połączeń międzysystemowych, w szczególności na połączeniach z krajami z nadwyżką produkcji energii, może okazać się efektywną kosztowo alternatywą dla wspierania źródeł wytwórczych.
- Holistyczne podejście do polityki klimatycznej i energetycznej pozwala uniknąć zamknięcia się w obszarze źródeł opalanych paliwami kopalnymi i kosztów takich osieroconych inwestycji.

Odnosząc się do podejmowania decyzji o wdrożeniu konkretnego mechanizmu, Komisja Europejska wskazała, że jeżeli zastosuje się mniej inwazyjne środki o charakterze tymczasowym (takie jak rezerwa strategiczna lub jednorazowy przetarg), zwykle w mniejszym stopniu zakłócają one rynek i są łatwiejsze do wdrożenia. Jeśli jednak środki takie będą niewystarczające, możliwe jest zastosowanie mechanizmu CRM skierowanego do całego rynku. Komisja negatywnie oceniła przy tym mechanizm płatności za moc, który rodzi jej zdaniem ryzyko nadmiernego wynagrodzenia wytwórców, przy jednoczesnym braku gwarancji zapewnienia zrównoważenia dostaw. Komisja przedstawiła również szczegółowe wytyczne, które określają warunki, jakie powinien spełniać wybrany przez państwo członkowskie mechanizm CRM, takie jak:

- Neutralność technologiczna i realizacja celów polityki dekarbonizacji, w tym promocja reakcji strony popytowej. Wymóg ten zakłada, że możliwość udziału w mechanizmie CRM powinna zależeć wyłącznie od spełnienia obiektywnych i niedyskryminacyjnych kryteriów, zarówno przez istniejące, jak i nowe źródła. Kryteria powinny być ustalone poprzez spełnianie cech niezbędnych do uniknięcia deficytu mocy, a nie określony rodzaj technologii.
- Ograniczenie interwencji w czasie oraz okresową weryfikację mechanizmu CRM, który powinien gwarantować wystąpienie ceny zero w przypadku odpowiedniej ilości mocy wytwórczych na rynku. Istot-

---

gii (Dz. UE. z 8.12.2011, L 326/1), Rozporządzenie nr 1227/2001 dotyczy bowiem pomocy strukturalnej dla rybołówstwa.

nym aspektem tego wymogu jest prawidłowe określenie czasu pomiędzy aukcją lub momentem powstania obowiązku a czasem realizacji dostaw mocy. Komisja wskazała, że okres prognozowania i określania obowiązków w zakresie mocy powinien się mieścić w przedziale 2-4 lat.

- Możliwość transgranicznego udziału w mechanizmie przez podmioty z innych państw, do maksymalnej wartości przepustowości na połączeniach międzysystemowych.
- Uniknięcie zakłóceń w handlu oraz poziomie rozwoju konkurencji. Zdaniem Komisji realizacja tego postulatu wymaga, aby na krajowych rynkach mocy nie występowały ograniczenia eksportowe lub importowe (lub środki równoważne), ani ceny maksymalne lub ograniczenia w składaniu ofert na rynku hurtowym, zaś ceny referencyjne lub odszkodowania za niezrealizowanie obowiązków wynikające z wprowadzonych mechanizmów CRM nie powinny, co do zasady, stanowić podstawowego sygnału cenowego dla wytwórców.
- Koszty mechanizmu CRM powinny być alokowane w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny, w przypadku odbiorców alokacja kosztów powinna uwzględniać ich udział w poborze energii w okresach szczytu poboru.

Przygotowane przez Komisję Europejską dokumenty nie stanowią jeszcze ostatecznej wersji, jednak pozwalają już na wstępną ocenę kierunków i wymagań, jakie będzie musiała spełnić Polska, zamierzając wprowadzić rynek mocy. Część spośród wymagań Komisji Europejskiej może być dyskusyjna z punktu widzenia politycznych interesów państw członkowskich, w przypadku Polski w szczególności może to dotyczyć polityki dekarbonizacji, czy obowiązku uwzględnienia możliwości importu energii. Należy również podkreślić, że kraje członkowskie już wdrażają mechanizmy CRM, a postulaty Komisji Europejskiej są niejednokrotnie z nimi sprzeczne. Skutkiem tych rozbieżności jest wszczęcie przez Komisję Europejską postępowania w sprawie zgodności kontraktu różnicowego dla projektowanej elektrowni nuklearnej w Hinkley Point z zasadami pomocy publicznej<sup>38</sup>. Rozstrzygnięcie Komisji Europejskiej w tym sporze może mieć decydujące znaczenie dla granic dopuszczalnej interwencji państwa w ramach rynku mocy. Należy jednak zwrócić uwagę, że w istotnej części postulaty Komisji Europejskiej powinny być i tak uwzględnione w ramach rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, niezależnie od kwestii ich oceny w perspektywie rynku mocy.

---

<sup>38</sup> State aid SA. 34947 (2013/C) (ex 2013/N) – United Kingdom Investment Contract (early Contract for Difference) for the Hinkley Point C New Nuclear Power Station.

## Ramy prawne – prawo krajowe – ocena zagrożeń i monitoring

Patrząc na wspomniany projekt wytycznych, na pierwszy plan wysuwa się możliwość dokonania prawidłowej i wiarygodnej oceny zagrożenia potencjalną luką pomiędzy możliwościami wytwórców energii a zapotrzebowaniem odbiorców. Zgodnie z art. 16 pr. en., operator systemu elektroenergetycznego przygotowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat, oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. W ramach planu operator musi uwzględnić m.in. przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców; wziąć pod uwagę poziom połączeń międzysystemowych elektroenergetycznych.

W celu przygotowania planu, OSP uzyskuje informacje od użytkowników systemu, a dodatkowo wytwórcy w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW zobowiązani są do sporządzania prognozy wielkości zdolności wytwórczych oraz ich modernizacji i rozbudowy na okres 15 lat. Niezależnie od oceny OSP, Minister Gospodarki sporządza, zgodnie z art. 15b pr. en., sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które zawierać musi m.in. działania podejmowane celem pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw oraz planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej.

Wprawdzie art. 15b ust. 5 pr. en. jedynie w odniesieniu do zamierzeń inwestycyjnych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych daje szczegółowe wytyczne nakazujące uwzględnienie w planie kwestii zarządzania popytem na energię elektryczną, regionalnych krajowych i europejskich celów w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przy transgranicznej wymianie energii elektrycznej, jednak nie oznacza to, że kwestie te nie mogą być poruszane również w zakresie oceny zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z jej poborem. Można zatem teoretycznie uznać, że istnieją narzędzia prawne umożliwiające dokonanie oceny zagrożenia dla bezpieczeństwa zrównoważenia dostaw z zapotrzebowaniem i niezbędnych inwestycji w celu jego zachowania, w zakresie wymaganym dla prawidłowej oceny wdrożenia rynku mocy w Polsce.

## **Ramy prawne – prawo krajowe – aktualne mechanizmy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię**

Analizę istniejących narzędzi prawnych w obszarze bezpieczeństwa energetycznego należy rozpocząć od stwierdzenia, że zgodnie z definicjami zawartymi w prawie energetycznym, na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, obok bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (z j. ang. *security*), składa się również równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, tj. zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze (z j. ang. *adequacy*).

W kontekście prognozowanego deficytu mocy, o ile prawo energetyczne pozwala dość łatwo przypisać odpowiedzialność za bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej, o tyle brakuje jasno określonych zasad odpowiedzialności za równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem, w perspektywie długoterminowej. Zgodnie z art. 9c ust. 9 pr. en., operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za bilansowanie systemu, w tym równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii. Bilansowanie przez operatora ma jednak charakter techniczny i handlowy, nie ma on żadnych dedykowanych narzędzi, które bezpośrednio mogłyby zdecydować o powstaniu nowych źródeł wytwórczych. Jedynym narzędziem jakie może być kwalifikowane jako mechanizm wynagradzania zdolności wytwórczej są usługi systemowe.

W chwili obecnej, zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP), OSP może zamawiać takie usługi systemowe, jak mianowicie: operacyjna rezerwa mocy, praca interwencyjna, interwencyjna rezerwa zimna czy redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP. Również poprzez niektóre działania w zakresie bieżącego zarządzania rezerwami w KSE, np. przesuwania remontów, OSP może w perspektywie krótkoterminowej zapewnić rozważenie dostaw z zapotrzebowaniem. Jeżeli mowa o mechanizmach zbliżonych do mechanizmów CRM, to można tu wskazać usługę operacyjnej rezerwy mocy oraz usługę interwencyjnej rezerwy zimnej, w których wytwórca otrzymuje wynagrodzenie za gotowość do wytwarzania energii elektrycznej na zlecenia operatora. W szczególności warto zwrócić uwagę na długoterminowy charakter usługi interwencyjnej rezerwy zimnej, co zbliża ją do formuły rezerwy strategicznej (*strategic reserve*).

Jedynym mechanizmem stricte skierowanym na budowę nowych mocy w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw i zapotrzebowania jest określony w art. 16a pr. en. mechanizm przetargu. Zgodnie z tą regulacją, w przypadku gdy Minister Gospodarki stwierdzi, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię.

Przepis ten nie znalazł do tej pory zastosowania i podkreśla się, że może mieć on znaczenie jedynie w sytuacjach wyjątkowych<sup>39</sup>. Biorąc to pod uwagę oraz uwzględniając konieczność sfinansowania instrumentów ekonomiczno-finansowych wspierających budowę źródeł wytwórczych bezpośrednio z budżetu państwa, mechanizm ten nie może zostać uznany za rozwiązanie systemowe, a potencjalny impuls inwestycyjny będzie nadany najprawdopodobniej dopiero wraz ze wzrostem cen wynikającym z przewidywanych braków w dostawach.

## **Prawo krajowe – bariery dla inwestycji w obszarze wytwarzania i alternatywa dla rynku mocy**

Oceniając rozwiązania krajowe przez pryzmat warunków postawionych przez Komisję Europejską, należy uznać, że wskazywane przez nią bariery dla rozwoju inwestycji wytwórczych nie zostały w pełni usunięte.

Na początek należy wskazać podstawowe uchybienie, jakim jest regulacja cen energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców w gospodarstwach domowych. Teoretycznie regulacja cen detalicznych może powodować zakłócenie przy ustaleniu ceny energii elektrycznej w hurcie i zmniejszenie impulsu inwestycyjnego dla wytwórców, gdyż sprzedawcy nie są gotowi kupować energii po cenach, które przewyższają ceny, jakie mogą otrzymać na rynku detalicznym.

Niezależnie od oceny tego, czy regulacja cen energii elektrycznej na rynku detalicznym przekłada się w danej chwili na ceny tejże na rynku hurtowym, należy pamiętać, że ocena inwestycji opiera się na prognozach, zatem negatywny wpływ regulacji cen detalicznych na skłonność wytwórców do

---

<sup>39</sup> M. Swora, M. Zawiska, [w:] M. Swora, Z. Muras, *Prawo Energetyczne. Komentarz*, Warszawa 2010, s. 910.

inwestowania może odbywać się nie tylko z perspektywy rynku dnia następnego, ale rynku następnej dekady. Z tych względów wydaje się, że niezależnie od dzisiejszej korelacji cen na rynku hurtowym i detalicznym, usunięcie regulacji cen energii elektrycznej wydaje się niezbędnym elementem szerokiej polityki zapewnienia zrównoważenia dostaw i zapotrzebowania na energię elektryczną.

Kolejną kluczową kwestią jest integracja strony popytowej z mechanizmami zarządzania i bilansowania systemu elektroenergetycznego. Zarówno rynek bilansujący, jak i towarowa giełda energii przewidują już rynki dnia bieżącego. W zakresie usług systemowych, OSP dokonał po raz pierwszy w 2013 r. zakupu realizacji usługi *redukcji zapotrzebowania w ramach usług systemowych*<sup>40</sup> oraz ogłosił przetarg na zakup usługi *praca interwencyjna: redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP*<sup>41</sup>. OSP dokonał również w 2013 r. zmiany w IRiESP, umożliwiając składanie ofert bilansujących na redukcję obciążenia<sup>42</sup>. Rynek redukcji zużycia, tzw. rynek *negawatów*, jest jednak aktualnie ograniczony, co spowodowane jest m.in. szeregiem barier uniemożliwiających jego rozwój. Do barier takich zalicza się regulację cen dla odbiorców z grupy taryfowej G uniemożliwiających rozwój programów odpowiedzi strony popytowej w tym obszarze, brak powszechnego wdrożenia inteligentnego opomiarowania oraz brak odpowiednich mechanizmów finansowania projektów<sup>43</sup>.

Inkorporacja strony popytowej na wszelkich szczeblach rynku energii jest więc w Polsce dopiero w początkowej fazie, a jej pełen rozwój jest częściowo blokowany przez bariery prawne. Wydaje się jednak, że o ile Komisja Europejska ma rację twierdząc, że odblokowanie potencjału strony popytowej i przyspieszonego wdrożenia inteligentnego opomiarowania może stać się efektywną kosztowo alternatywą dla zdolności wytwórczych, o tyle nie oznacza to, że rozwój mechanizmów reakcji strony popytowej powinien

---

<sup>40</sup> Zawiadomienie o wyborze najkorzystniejszej oferty w przetargu „Zakup usługi Praca Interwencyjna: Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP”, <http://www.pse.pl/uploads/pliki/wybor-oferty-najkorzystniejszej-05032013.pdf>.

<sup>41</sup> Ogłoszenie zamówieniu w przetargu „Zakup usługi Praca Interwencyjna: Redukcja Zapotrzebowania na polecenie OSP”, [http://www.pse.pl/uploads/pliki/ENOTICES\\_AnnaH-2013-172143-F05-PL.pdf](http://www.pse.pl/uploads/pliki/ENOTICES_AnnaH-2013-172143-F05-PL.pdf).

<sup>42</sup> Projekty Karty aktualizacji nr CB/8/2013 IRiESP CB/9/2013 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie) <http://www.pse-operator.pl/index.php?modul=10&gid=472>.

<sup>43</sup> Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań, 20 sierpnia 2012 r., [http://www.mg.gov.pl/files/upload/18385/ekspertyza\\_MG%20200812\\_wersja%20ostateczna\\_22\\_08\\_2012.pdf](http://www.mg.gov.pl/files/upload/18385/ekspertyza_MG%20200812_wersja%20ostateczna_22_08_2012.pdf).

być traktowany jako konkurencyjny wobec wdrożenia rynku mocy. Jeżeli przyjęta koncepcja rynku mocy umożliwi wzięcie w nich udziału przez odbiorcę w ramach programów reakcji strony popytowej, to odbiorcy mogą zredukować koszt wsparcia do optymalnego poziomu. Wskazuje się, że jeżeli odbiorca może złożyć ofertę na rynku mocy – powinno to zapewnić optymalne ustalenie ceny jednostki mocy w stosunku do zapotrzebowania na bezpieczeństwo niektórych odbiorców<sup>44</sup>. Powstanie rynku mocy uwzględniającego uczestnictwo odbiorców może stać się dodatkowym impulsem do rozwoju mechanizmów reakcji strony popytowej.

Za barierę dla wdrożenia rynku mocy należy również uznać kwestię deficytu mocy przyłączeniowej. Według danych PSE Operator, na dzień 31 maja 2014 r., w samej energetyce konwencjonalnej (bez OZE) wydano warunki przyłączenia dla 22 inwestycji, na łączną moc 14 670 MW<sup>45</sup>. Istnienie jednak ryzyko, że jedynie część spośród tych inwestycji zostanie zrealizowana, gdyż w przypadku niektórych ogłoszono już ich czasowe wstrzymanie<sup>46</sup>. Tymczasem zgodnie z informacją operatora o dostępności mocy przyłączeniowej na dzień 31 maja 2014 r. możliwość przyłączenia nowych podmiotów do sieci jest wysoce ograniczona i uzależniona od przyszłych inwestycji<sup>47</sup>.

Ze względów związanych z koniecznością bilansowania, brak możliwości przyłączenia dotyka przede wszystkim niestabilnych OZE. Trudno jednak uzasadnić tworzenie rynku mocy, w sytuacji gdy jednostki konwencjonalne przestaną być przyłączane do systemu, ze względu na niedostępności mocy przyłączeniowej. Wydaje się, że samo wprowadzenie mechanizmu zaliczek, składanych przy wniosku o wydanie warunków przyłączenia, nie rozwiązało do końca problemu zarezerwowania mocy przyłączeniowej przez podmioty, które w wyniku zmian oceny sytuacji na rynku nie zrealizują inwestycji już po zawarciu umowy przyłączeniowej.

---

<sup>44</sup> Meg Gottstein and Lisa Schwartz, *The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources*, Regulatory Assistance Project, may 2010, <http://www.raponline.org/Experience>.

<sup>45</sup> Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej (stan na dzień 31 maja 2014 r.), [http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/wykaz\\_podmiotow\\_ubiegajacych\\_sie\\_o\\_przylaczenie.pdf](http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/wykaz_podmiotow_ubiegajacych_sie_o_przylaczenie.pdf).

<sup>46</sup> Odpowiedź ministra skarbu państwa na zapytanie nr 3358 w sprawie planowanych i zrealizowanych inwestycji w Elektrowni Ostrołęka SA, Warszawa, dnia 2 kwietnia 2013 r. dostępne na <http://www.sejm.gov.pl>.

<sup>47</sup> Informacja o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej (stan na 31 maja 2014 r.), [http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/informacja\\_o\\_dostepnosci\\_mocy\\_przylaczeniowej\\_do\\_sieci\\_przesylowej.pdf](http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/informacja_o_dostepnosci_mocy_przylaczeniowej_do_sieci_przesylowej.pdf).

## Podsumowanie

Doświadczenia zagraniczne wskazują, że rynek energii elektrycznej, w którym jedynym impulsem inwestycyjnym dla budowy nowych źródeł wytwórczych jest bieżąca cena energii elektrycznej, może okazać się niewystarczający do zapewnienia długoterminowego zrównoważenia dostaw energii z jej zapotrzebowaniem. *De lege lata* przepisy krajowe nie przewidują skutecznych mechanizmów pozwalających na zagwarantowanie zrównoważenia dostaw energii z zapotrzebowaniem w perspektywie długoterminowej, a ich potencjalny wpływ na zmianę poziomu inwestycji w moce wytwórcze wydaje się być ograniczony. W świetle dotychczasowych wyników prac Komisji Europejskiej oraz doświadczeń w pozostałych krajach wspólnoty należy uznać, że podstawowym rodzajem takich mechanizmów, w przypadku gdyby ich wdrożenie w Polsce zostało uznane za niezbędne, powinny być mechanizmy wynagradzania zdolności wytwórczych oparte na zasadach rynkowych, mieszczące się w kategorii rynków mocy.

Wprowadzenie w Polsce rynku mocy powinno być jednak poprzedzone szczegółową analizą aktualnego stanu rynku, potwierdzenia potrzeby budowy nowego rynku i wyboru właściwego dla warunków krajowych mechanizmu wynagradzania podmiotów utrzymujących niezbędne zdolności wytwórcze. Przy konstruowaniu rynku mocy niezbędne jest zachowanie zgodności modelu z przepisami unijnymi dotyczącymi wspólnego rynku energii i pomocy publicznej. Dotychczasowy kierunek prac w Komisji Europejskiej pozwala stwierdzić, że podejmowanie decyzji o wprowadzeniu rynku mocy nie może zastąpić usuwania innych barier dla zapewnienia prawidłowych impulsów inwestycyjnych w źródła wytwórcze, takich jak w szczególności usunięcia pozostałości urzędowej regulacji cen energii oraz prawnych przeszkód dla rozwoju mechanizmów reakcji strony popytowej. Wręcz przeciwnie, to usunięcie wszystkich barier regulacyjnych, które mogą zakłócać prawidłowe sygnały inwestycyjne, należy uznać za warunek wstępny do wdrożenia rynku mocy.



PIOTR TATARKIEWICZ



# Konkurencja przedsiębiorstw energetycznych o uzyskanie dostępu do gminnych dróg publicznych na potrzeby posadowienia sieci energetycznych w Republice Federalnej Niemiec

## 1. Wprowadzenie

W artykule przedstawione zostały rozwiązania prawne przyjęte w niemieckiej ustawie o gospodarce energetycznej (*Energiewirtschaftsgesetz – EnWG*) z dnia 7 lipca 2005 r.<sup>1</sup> służące utworzeniu konkurencji na poziomie działalności operatorów systemów dystrybucyjnych zarządzających gminnymi sieciami dystrybucyjnymi. Mechanizm konkurencyjny w sektorze energetycznej infrastruktury liniowej na poziomie gmin polega na rywalizacji lokalnych przedsiębiorstw energetycznych (*Energieversorgungsunternehmen – EVU*) ubiegających się o uzyskanie umownie uregulowanego i ograniczonego w czasie dostępu do gminnych dróg publicznych, a więc o tzw. „prawo drogi”. Dostęp do gminnej infrastruktury drogowej nie jest jednak celem „samym w sobie”. Chodzi bowiem o umożliwienie przedsiębiorstwom energetycznym dostępu do posadowionej na niej oraz w sposób trwały z nią związanej infrastruktury energetycznej służącej zaopatrzeniu odbiorców na obszarze gmin zarówno w energię elektryczną, jak i w paliwa gazowe<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (*Energiewirtschaftsgesetz – EnWG*) z dnia 7 lipca 2005 r. (BGBl. I S. 1970, 3621).

<sup>2</sup> W dalszej części artykułu – dla uproszczenia – mowa będzie o „energii” oraz o „infrastrukturze energetycznej”. Ponadto zamiennie używane będą nazwy: 1) kwalifikowana umo-

## 2. Problem zmiany operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) na terenie gmin

Na przestrzeni najbliższych paru lat na obszarze całych Niemiec może dojść do zmiany części operatorów systemów dystrybucyjnych świadczących usługi dystrybucyjne na terenie gmin. Sytuacja ta związana jest bezpośrednio z upływem okresu, na jaki zawarte zostały umowy między gminami oraz przedsiębiorstwami energetycznymi, przyznające tymże przedsiębiorstwom energetycznym prawo do zarządzania i eksploatacji gminnych sieci dystrybucyjnych. Umowy te, zawierane były w Republice Federalnej Niemiec już w latach 80. – początkowo na podstawie ustawy o przeciwdziałaniu ograniczeniom konkurencji (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen – GWB*)<sup>3</sup>, natomiast w późniejszym okresie na podstawie ustawy o gospodarce energetycznej<sup>4</sup>. Bezpośrednim powodem wprowadzenia regulacji była próba stworzenia takiego modelu działania przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi dystrybucyjne, który wymusiłby konkurencję na poziomie zaopatrzenia w energię na poziomie gmin, w szczególności w zakresie usług świadczonych dla mniejszych odbiorców końcowych.

Obecnie przyjmuje się, że liczba umów koncesyjnych, która wygaśnie, może sięgnąć nawet 20 000<sup>5</sup>. Tak wysoka liczba związane jest jednak nie tylko z „kumulacją” spowodowaną zawieraniem umów w podobnym czasie. Jest to przede wszystkim konsekwencja funkcjonowania w niemieckim podsystemie dystrybucji bardzo wielu operatorów systemów dystrybucyjnych. Warto w tym miejscu przytoczyć dane z raportu przygotowanego przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (*Council of European Energy Regulators, CEER*) dot. realizacji procesu separacji prawnej (ang. *legal unbundling*) na poziomie operatorów systemów dystrybucyjnych energii elek-

---

wa o korzystanie z dróg publicznych i „umowa koncesyjna” oraz 2) przedsiębiorstwo energetyczne i „koncesjonariusz”, jako strona umowy koncesyjnej zawieranej z gminą.

<sup>3</sup> *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)* z dnia 27 lipca 1957 r. (BGBl. I S. 1081).

<sup>4</sup> Początkowo regulacje zbliżone do obecnych pojawiły w § 103 niemieckiej ustawy o przeciwdziałaniu ograniczeniom konkurencji (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen – GWB*) z dnia 27 lipca 1957 r. (BGBl. I S. 1081). Następnie przeniesione zostały do §13 EnWG wraz z reformą ustawy o energetyce w 1998 r. (w bezpośrednim związku z tzw. Pierwszym Pakietem Energetycznym (EnWG, BGBl I S 730). Obecne brzmienie § 46 związane jest z nowelizacją ustawy o gospodarce energetycznej w ramach implementacji postanowień dwóch dyrektyw: 2003/54/WE oraz 2003/55/WE wprowadzonych, przez tzw. Drugi Pakiet Energetyczny w 2003 r. (*Energiewirtschaftsgesetz*, BGBl. I S. 1970); ostatnia istotna nowelizacja §46 miała miejsce w 2011 r. (BGBl. I S. 1554), Szerzej: Ch. Theobald, [w:] W. Danner, Ch. Theobald, *Energie-recht*, München 2012, I B 1 § 46 Załącznik.

<sup>5</sup> Zob. H. Hofmann, *Kommunale Konzessionsverträge im Lichte des Energiewirtschafts- und Wettbewerbsrechts*, Neue Zeitschrift für Baurecht und Vergaberecht (NZBau) 2012, nr 11, s. 12.

trycznej oraz paliw gazowych w państwach członkowskich<sup>6</sup>. Zgodnie z przedstawionym w raporcie zestawieniem, w Niemczech istnieje obecnie aż 883 operatorów systemów dystrybucyjnych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej (w tym 780 przedsiębiorstw energetycznych bez wydzielonego operatora systemu dystrybucyjnego) oraz 720 operatorów systemów dystrybucyjnych zajmujących się dystrybucją paliw gazowych (w tym 640 przedsiębiorstw energetycznych bez wydzielonego operatora systemu dystrybucyjnego)<sup>7</sup>.

### 3. „Konkurencja o sieci”

Genezę swoistego mechanizmu prawnego, określanego w niemieckiej doktrynie mianem „konkurencji o sieci” (*„Wettbewerb um Netze”*)<sup>8</sup> odnaleźć można w próbie stworzenia jeszcze w latach 70. takich instrumentów prawnych, które umożliwiłyby powstanie konkurencji w zakresie zaopatrzenia w energię na poziomie gmin. Do lat 90. ubiegłego stulecia nie było bowiem warunków technicznych, w ramach których można byłoby w inny sposób wymusić działania konkurencyjne przedsiębiorstw energetycznych posiadających monopol na zaopatrzenie w energię odbiorców końcowych na terenie gmin. Nie było wówczas przede wszystkim możliwości zmiany sprzedawcy energii przez odbiorców końcowych, na podstawie rozwiązania określanego jako dostęp osób trzecich do sieci lub jako zasada TPA (z ang. *Third Party Access*)<sup>9</sup>. To z kolei nie było możliwe z uwagi na brak w tamtym czasie odpowiednich rozwiązań technicznych oraz informatycznych.

Poszukiwania właściwego modelu zaowocowały znalezieniem dość prostego w swej istocie mechanizmu polegającego na zobowiązaniu gmin do okresowej „zmiany” przedsiębiorstw energetycznych zaopatrujących odbiorców w energię na terenie gmin, poprzez zawarcie szczególnego rodzaju umowy przyznającej przedsiębiorstwom czasowy dostęp do dróg publicznych, a tym samym do sieci energetycznych. W przypadku zawarcia takiej umowy przedsiębiorstwo energetyczne musiało liczyć się z tym, że po

---

<sup>6</sup> *Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators*, 16.04.2013 r., Źródło: [www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu).

<sup>7</sup> Zgodnie z § 7 ust. 2 EnWG przedsiębiorstwo energetyczne poniżej 100 000 odbiorców nie jest objęte separacją (ang. *unbundling*) prawną ani funkcjonalną.

<sup>8</sup> Zob. szerzej: Ch. Theobald, [w:] W. Danner, Ch. Theobald, *Energierecht. Kommentar*, München 2012, I B 1 § 46 Nr 1 i n.

<sup>9</sup> Zasada TPA (z ang. *Third Party Access* – niem. *„Durchleitung”*) wyrażona została w § 20 EnWG.

upływie pewnego czasu może (choć nie musi) stracić możliwość sprzedaży i dystrybucji energii na obszarze danej gminy.

Model „konkurencji o sieci” stał się przedmiotem krytyki przedstawicieli doktryny, którzy wskazali na utratę pierwotnego znaczenia regulacji w związku z implementacją do ustawy o gospodarce energetycznej kluczowej dla funkcjonowania rynku energii zasady TPA umożliwiającej zmianę sprzedawcy energii oraz regulacji wprowadzających separację przedsiębiorstw energetycznych. Mimo to, w doktrynie zwraca się uwagę także na inne, ciągle aktualne i ważne uzasadnienie dla obowiązywania regulacji. Argumentuje się mianowicie, że jest to jedyny instrument, który umożliwia konkurencję wśród operatorów systemów dystrybucyjnych, gdyż zasada TPA pozwala jedynie na konkurencję wśród sprzedawców energii (tzn. na rynku obrotu energią, a nie w obszarze świadczonych usług dystrybucyjnych)<sup>10</sup>.

„Konkurencja o sieci” ma obecnie podstawowe znaczenie dla konkurencji w obszarze podsystemu dystrybucji w obszarze sieci dystrybucyjnych stanowiących tzw. urządzenia kluczowe (z ang. *essential facilities*), w którym – jak się powszechnie przyjmuje – brakuje szans na pojawienie się jakiegokolwiek podmiotu mogącego potencjalnie zagrozić monopoliście<sup>11</sup>.

#### **4. Kwalifikowana umowa o korzystanie z dróg publicznych (§ 46 ust. 2 EnWG)**

Regulacje wprowadzające „konkurencję o sieci” w obrębie infrastruktury sieciowej zawarte zostały w § 46 ust. 2 EnWG. W ramach funkcjonującego mechanizmu konkurencyjnego przedsiębiorstwa energetyczne ubiegają się o zawarcie umowy przyznającej prawo do korzystania z gminnych dróg publicznych, tak aby jednocześnie uzyskać dostęp do energetycznej infrastruktury sieciowej. Przedsiębiorstwa energetyczne, które uznane zostaną za najlepiej spełniające wymagane kryteria, zgodnie z § 46 ust. 2 EnWG zawierają z gminami tzw. kwalifikowane umowy o korzystanie z dróg publicznych (*qualifizierte Wegenutzungsverträge*), uzyskując w ten sposób dostęp do infrastruktury sieciowej. Poza kwalifikowanymi umowami o korzystanie z dróg publicznych, określanymi też w doktrynie mianem umów koncesyjnych (*Konzessionsverträge*), zgodnie z § 46 ust. 1 EnWG istnieją również tzw.

<sup>10</sup> Szerzej na ten temat: M. Albrecht, [w:] J. P. Schneider, Ch. Theobald (red.), *Recht der Energiewirtschaft: Praxishandbuch*, s. 480.

<sup>11</sup> Zob. G. F. Schau, *Die wettbewerbliche Vergabe von Konzessionen nach § 46 – Verfahren ohne Regeln und Schiedsrichter?*, *Recht der Energiewirtschaft (RdE)* 2011, nr 1, s. 2.

„proste umowy” o korzystanie z dróg publicznych (*einfache Wegenutzungsverträge*).

Warto zwrócić szczególną uwagę na fakt, że mimo używanej przez doktrynę nazwy – „umowy koncesyjne” umowy o korzystanie z dróg publicznych nie mają charakteru publicznoprawnego, ale są umowami cywilnoprawnymi<sup>12</sup>.

## 5. Przedmiot kwalifikowanej umowy o korzystanie z dróg publicznych

W ramach kwalifikowanej umowy o korzystanie z dróg publicznych (umowy koncesyjnej) gmina oddaje przedsiębiorstwu energetycznemu do korzystania drogi publiczne (*öffentliche Verkehrswege*) przeznaczone do prowadzenia ruchu drogowego (drogi gminne) w celu posadowienia i eksploatacji linii energetycznych służących powszechnemu zaopatrzeniu w energię elektryczną lub gazową na wyznaczonym obszarze. Umowa koncesyjna może być zawarta na okres maksymalnie dwudziestu lat (§ 46 ust. 2 zd. 1 EnWG). Dolna granica czasu nie została określona, przez co należy wnioskować, że ustawodawca dopuścił możliwość zawarcia umowy na krótszy okres.

Zgodnie z brzemieniem § 48 ust. 1 EnWG przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest do uiszczenia opłat koncesyjnych (*Konzessionsabgaben*) za przyznanie prawa do korzystania z dróg publicznych w celu posadowienia i eksploatacji linii energetycznych, które służą bezpośredniemu zaopatrzeniu odbiorców końcowych w energię na terenie gminy. Wbrew mylącej nazwie, opłaty koncesyjne nie mają charakteru publicznoprawnego, a cywilnoprawny. Ich wysokość jest ustalana przez strony umowy koncesyjnej (podobnie jak czynsz w umowie dzierżawy)<sup>13</sup>. Warto dodać, że występuje tu podobny mechanizm, jak przy ustalaniu opłat za korzystanie z dróg publicznych zawieranych przez przedsiębiorstwa energetyczne na poziomie

---

<sup>12</sup> Cywilnoprawna regulacja umów została poddana krytyce ze względu na niejednolity system nadzoru nad sposobem korzystania z dróg publicznych sprawowany jednocześnie przez organy administracyjne oraz sądy powszechne, a także w związku z ryzykiem wystąpienia potencjalnych roszczeń przedsiębiorstw energetycznych w przypadku uszkodzeń urządzeń sieciowych związanych np. z modernizacją dróg. Zob. M. Albrecht, [w:] J.P. Schneider, Ch. Theobald (red.), *Recht...*, s. 458.

<sup>13</sup> K.P. Schulz, *Einführung in das Recht der Wegenutzungsverträge der Strom- und Gaswirtschaft*, Zeitschrift für Landes- und Kommunalrecht Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland 2012, nr 2, s. 44.

federacji, krajów związkowych i regionów, w ramach cywilnoprawnej regulacji umownej<sup>14</sup>.

Mimo że opłaty koncesyjne mają charakter cywilnoprawny, ustawodawca przewidział ograniczenie ich wysokości, poprzez ustalenie maksymalnej granicy ceny, której strony umowy koncesyjnej nie mogą przekroczyć. Zgodnie z § 48 ust. 2 EnWG ustawodawca upoważnił rząd federalny do wydania rozporządzenia w celu ustalenia maksymalnych stawek opłat koncesyjnych. Ograniczenie możliwości dowolnego kształtowania opłat koncesyjnych pozostaje koniecznością w świetle zajmowanej przez gminę silnej pozycji negocjacyjnej przy zawarciu umowy koncesyjnej. Warto podkreślić, że w wydanym rozporządzeniu o opłatach koncesyjnych (*Konzessionangabeverordnung* – KAV)<sup>15</sup> nie wskazuje się – zgodnie z § 48 ust. 2 EnWG – konkretnych stawek, a jedynie mechanizmy pozwalające te stawki ustalić, uzależnione m.in. od rodzaju i ilości energii pobranej przed odbiorców końcowych, rodzaju grupy taryfowej, czy w końcu od ilości mieszkańców zamieszkujących obszar gminy.

## 6. Strony umowy koncesyjnej

Zgodnie z § 46 ust. 2 EnWG stronami umowy koncesyjnej o korzystanie z dróg publicznych będzie za każdym razem gmina oraz przedsiębiorstwo energetyczne (koncesjonariusz)<sup>16</sup>. W przypadku zmiany operatora systemu dystrybucyjnego w danej gminie (gdy gmina na kolejny okres objęty umową nie wybierze dotychczasowego koncesjonariusza), nowy koncesjonariusz zawiera z gminą umowę koncesyjną. Jednocześnie z zawarciem nowej umowy koncesyjnej aktualizuje się obowiązek dotychczasowego koncesjonariusza, obejmujący przeniesienie własności albo posiadania infrastruktury energetycznej na nowego koncesjonariusza<sup>17</sup>. W danej sytuacji

<sup>14</sup> M. Albrecht, [w:] J.P. Schneider, Ch. Theobald (red.), *Rech ...*, s. 454.

<sup>15</sup> *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas* (BGBl. I S. 12, 407). Rozporządzenie o opłatach koncesyjnych dla energii elektrycznej i gazu z dnia 9 stycznia 1992 r.

<sup>16</sup> Według definicji zawartej w § 3 pkt 18 EnWG przez przedsiębiorstwo energetyczne rozumieć należy osobę fizyczną albo osobę prawną, która zajmuje się dostarczaniem energii, eksploatacją sieci energetycznych, albo jako właściciel sieci posiada prawo rozporządzania nimi.

<sup>17</sup> W doktrynie rozważany jest scenariusz, wedle którego przedsiębiorstwo energetyczne (operator systemu dystrybucyjnego) będące podmiotem zależnym w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wydzierżawia infrastrukturę sieciową innemu przedsiębiorstwu energetycznemu. W tej sytuacji właściciel sieci jako operator systemu dystrybucyjnego pozostaje stroną umowy koncesyjnej z gminą, jednak sieci energetyczne znajdują się w posia-

przeniesienie własności infrastruktury energetycznej przez dotychczasowego koncesjonariusza będzie oznaczało pozbawienie go najistotniejszego ze składników jego majątku. Należy zauważyć, że w przypadku mniejszych przedsiębiorstw energetycznych działających na lokalnym rynku może mieć to szczególnie negatywne konsekwencje dla ekonomicznego ich rozwoju, a nawet dalszego funkcjonowania.

## 7. Pojęcie dróg publicznych (*öffentliche Verkehrswege*)

Powiązanie energetycznej infrastruktury sieciowej z publiczną infrastrukturą drogową, a więc posadowienie jej w obrębie publicznych ulic i placów, znajduje swoje uzasadnienie w konieczności przeprowadzenia przez teren charakteryzujący się zamkniętą zabudową. W miejscowościach, w których zabudowa ma charakter bardziej otwarty, budowa infrastruktury sieciowej z wykorzystaniem publicznej infrastruktury drogowej znajduje swoje uzasadnienie w minimalizowaniu ingerencji w obszarze terenów zielonych. Niezależnie od zagęszczenia zabudowy infrastruktura energetyczna zawsze będzie „krzyżować się” z infrastrukturą drogową, co w pełni uzasadnia potrzebę wprowadzenia odpowiednich regulacji prawnych, zarówno w zakresie prawa prywatnego, jak i publicznego.

Pojęcie dróg publicznych zgodnie z przepisami prawa niemieckiego obejmuje m.in. ulice i place, dla których przyznana została kategoria dróg przeznaczonych do powszechnego korzystania w ramach odbywającego się na nich ruchu drogowego<sup>18</sup>. Do dróg publicznych zalicza się również drogi, na których, mimo że nie zostały przeznaczone do powszechnego korzystania, odbywa się ruch publiczny. Do gruntów, które nie mogą zostać przeznaczone do powszechnego korzystania zalicza się tzw. grunty fiskalne<sup>19</sup>.

---

daniu niezależnego od niego podmiotu prawnego. Podkreśla się, że sytuacja taka może mieć miejsce jedynie przy jednoczesnym zawarciu „wewnętrznej” umowy między dwoma przedsiębiorstwami energetycznymi, która zobowiąże właściciela sieci (a więc operatora systemu dystrybucyjnego) do wykonywania wszelkich poleceń związanych z eksploatacją i zarządzaniem infrastrukturą energetyczną zgodnie z wolą dzierżawcy sieci. Należy jednak przypuszczać, że rozwiązanie to ze względu na trudności natury prawnej i faktycznej nie znajdzie szerszego zastosowania w praktyce. Szerzej: L. Wegner, [w:] F. J. Säcker (red.), *Berliner Kommentar zum Energierecht*, Frankfurt am Main 2010, s. 2638.

<sup>18</sup> M. Albrecht, [w:] J.P. Schneider, Ch. Theobald (red.), *Recht...*, s. 454.

<sup>19</sup> Zob. Ch. Theobald, [w:] W. Danner, Ch. Theobald, *Energierecht...*, I B 1, § 46, Nr 16.

## 8. Linie energetyczne służące powszechnemu zaopatrzeniu (*Leitungen der Allgemeinen Versorgung*)

Do linii energetycznych określanych jako „służące powszechnemu zaopatrzeniu”, o których mowa w § 46 ust. 2 EnWG należą jedynie lokalne sieci dystrybucyjne znajdujące się w obrębie gminnych dróg publicznych<sup>20</sup>. W odróżnieniu od umowy uproszczonej, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne nabywa prawo do korzystania z dróg publicznych w celu posadowienia i eksploatacji bezpośredniej linii energetycznej do konkretnego, pojedynczego odbiorcy, kwalifikowana umowa o korzystanie z dróg publicznych w celu posadowienia i eksploatacji linii energetycznych odnosi się do linii energetycznych będących częścią sieci energetycznych służących powszechnemu zaopatrzeniu na obszarze gminy (§ 46 ust. 2 zd. 1 EnWG). Zgodnie z definicją zawartą w § 3 pkt 17 EnWG przez sieci energetyczne służące powszechnemu zaopatrzeniu w energię rozumieć należy wyłącznie sieci energetyczne, które są wykorzystywane do zaopatrzenia wszystkich odbiorców końcowych i nie mogą służyć zaopatrzeniu w energię tylko jednego, z góry określonego odbiorcy końcowego. Warunkiem korzystania z dróg publicznych przez przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie kwalifikowanej umowy o korzystanie z dróg publicznych jest zatem przeznaczenie sieci energetycznych.

## 9. Okres trwania umowy

Kluczowym mechanizmem umożliwiającym „konkurencję o sieci” jest odebranie możliwości korzystania z dróg publicznych dotychczasowemu operatorowi systemu dystrybucyjnego, a w konsekwencji umożliwienie wejścia na rynek usług dystrybucji energii nowemu operatorowi. Zgodnie z § 46 ust. 2 zd. 1 EnWG umowa o korzystanie z sieci zawierana jest najwyżej na okres dwudziestu lat. Jednoznaczne brzmienie przepisu oznacza, że nie ma prawnej możliwości zawarcia umowy na dłuższy okres, aniżeli ten przewidziany w ustawie. Określenie umownych ram czasowych obowiązywania umowy umożliwia zatem wprowadzenie do konkurencyjnej gry nowych przedsiębiorstw energetycznych, które mogą rozpocząć starania mające na

---

<sup>20</sup> Umowy koncesyjne nie muszą obejmować wszystkich dróg gminnych zlokalizowanych na terenie całej gminy; umowy te mogą także obejmować znacznie mniejsze obszary, np. dzielnice.

celu przejęcie sieci energetycznych od „tymczasowego monopolisty”. Dopuszczalne jest natomiast zawarcie umowy koncesyjnej na krótszy okres.

## 10. Wymóg ogłoszenia informacji o zbliżającym się końcu obowiązywania umowy

W związku z kończącym się okresem umowy o korzystanie z dróg publicznych aktualizuje się obowiązek informacyjny gminy. Należyte wypełnienie tego wymogu ma duże znaczenie dla funkcjonowania „konkurencji o sieci”, ponieważ pozwala potencjalnym konkurentom na podjęcie działań przygotowujących ich do „walki” konkurencyjnej. We właściwych dziennikach urzędowych gmina zobowiązana jest do ogłoszenia daty końca zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym umowy, przy czym może to zrobić najpóźniej na dwa lata przed zakończeniem trwania umowy (§ 46 ust. 3 zd. 1 EnWG).

W ogłoszeniu gmina powiadamia również o czasie oraz miejscu upublicznienia danych, które uprawnione dotychczas przedsiębiorstwo energetyczne powinno udostępnić gminie nie później niż na rok przed upublicznieniem przez gminę ogłoszenia o końcu czasu obowiązywania umowy o korzystaniu z dróg publicznych. Do danych upublicznianych przez przedsiębiorstwo energetyczne ustawodawca zaliczył przede wszystkim informacje o dotychczasowym technicznym i ekonomicznym stanie sieci znajdującej się na terenie gminy (§ 46 ust. 2 zd. 4 EnWG). Przedsiębiorstwa energetyczne ubiegające się o zawarcie nowej umowy powinny mieć w szczególności możliwość zapoznania się z dotychczas obowiązującą umową koncesyjną, jak również z projektem umowy przenoszącej własność (albo umową dzierżawy) sieci.

Celem regulacji jest zapewnienie dostępu do jak największej ilości danych umożliwiających przedsiębiorstwom energetycznym ubiegającym się o nową umowę koncesyjną podjęcie trafnej decyzji co do opłacalności ewentualnej inwestycji w sieci energetyczne. Brak takiej informacji może w praktyce prowadzić do zablokowania procesu zmiany koncesjonariusza<sup>21</sup>. Zakres i rodzaj udostępnianych przez przedsiębiorstwo danych może zostać zmieniony przez decyzję Federalnej Agencji ds. Sieci (*Bundesnetzagentur*) działającej w porozumieniu z Federalnym Urzędem Antymonopolowym (*Bundeskartellamt*) w procedurze prowadzonej na podstawie § 29 EnWG, o czym stanowi § 46 ust. 2 zd. 5 EnWG.

<sup>21</sup> Zob. G.F. Schau, *Die wettbewerbliche Vergabe...*, s. 4-5.

Wymienione powyżej informacje gmina zamieszcza w Monitorze Federalnym (*Bundesanzeiger*). Jeśli jednak liczba mieszkańców, których przedsiębiorstwo energetyczne bezpośrednio lub pośrednio zaopatruje w energię przekracza 100 000, gmina dodatkowo zamieszcza ogłoszenie w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej (§ 46 ust. 3 EnWG).

Warto podkreślić, że w ustawie określono tylko górną granicę czasową wypełnienia obowiązku informacyjnego. Ustawodawca uznał w ten sposób, że dwa lata stanowią wystarczająco długi okres na dostosowanie planów inwestycyjnych do ewentualnego przejęcia sieci na terenie wybranej gminy. Wydaje się, że rozważania o możliwym udostępnieniu informacji przez gminę w dłuższym okresie, np. na 10 lat przed rozwiązaniem umowy, należy uznać za niecelowe, ze względu na nikłą szansę realnego wystąpienia takiej sytuacji. Natomiast perspektywa trzech, czterech lat może być korzystna dla planów rozwoju zarówno przedsiębiorstwa energetycznego ustępującego, jak i przedsiębiorstwa energetycznego starającego się o zawarcie umowy koncesyjnej<sup>22</sup>.

Obowiązek ogłoszenia przez gminę informacji o zakończeniu umowy o korzystanie z dróg publicznych wygląda inaczej w przypadku, gdy gmina zamierza przedłużyć umowę o korzystanie z dróg publicznych z przedsiębiorstwem energetycznym aktualnie świadczącym usługi zaopatrzenia w energię na jej obszarze. W tym celu strony powinny poinformować o rozwiązaniu dotychczas obowiązującej umowy oraz o końcu jej obowiązywania. Nowa umowa może zostać zawarta nie wcześniej niż po trzech miesiącach od chwili ogłoszenia przez gminę informacji o planowanym rozwiązaniu dotychczasowej umowy<sup>23</sup>. Zachowanie tego terminu związane jest z koniecznością uwzględnienia ofert potencjalnych konkurentów. Kwestią sporną pozostaje fakt, czy przy braku odpowiedniej regulacji ustawowej wystarczy ogłoszenie zawarcia nowej umowy w Monitorze Federalnym<sup>24</sup>.

W każdym z omówionych przypadków gmina zobowiązana jest do publicznego przedstawienia przesłanek, które zadecydowały o wyborze przedsiębiorstwa energetycznego – zarówno w przypadku zawarcia umowy z nowym kontrahentem, jak i przedłużenia umowy obowiązującej. Przy braku szczegółowych wytycznych, należy uznać, że ogłoszenie o nowo wybranym przedsiębiorstwie energetycznym powinno zostać zamieszczone w Monitorze Federalnym.

<sup>22</sup> Por. Keller, C. Kermel, G. Brucker, B. Baumann, *Wegenutzungsverträge und Konzessionsaufgaben in der Energieversorgung*, München 2008, s. 65.

<sup>23</sup> L. Wegner, [w:] F.J. Säcker (red.), *Berliner...*, s. 2662 i n.

<sup>24</sup> K.P. Schulz, *Einführung...*, s. 42.

W § 46 EnWG nie zostały zawarte regulacje na wypadek, gdyby gmina naruszyła obowiązek informacyjny. W literaturze nie ma zgodności co do możliwych konsekwencji takiego naruszenia. Wydaje się, że naruszenie obowiązku nie powoduje nieważności umowy w świetle § 134 BGB<sup>25</sup>. Za przyjęciem takiego stanowiska przemawia okoliczność, iż nakaz określonego zachowania – w tym przypadku wymóg ogłoszenia określonych informacji przez gminę – spoczywa tylko na jednej ze stron. W przypadku, gdyby był on skierowany do obu stron i obie strony nie dopełniły tego nakazu, umowę należałoby uznać za nieważną. Ponadto należy wskazać, że nakaz informacyjny nie jest niezgodny z treścią samej zawartej umowy, a ponadto nie jest niezgodny z żadnym z ustawowych zakazów. Brak skutków w sferze cywilnoprawnej nie oznacza jednak, że naruszenie to nie wywołuje żadnych negatywnych konsekwencji prawnych, zwłaszcza że powoduje praktyczne uniemożliwienie funkcjonowania mechanizmu konkurencyjnego. Gmina, która nie postąpiła zgodnie z nakazami udostępnienia informacji zawartymi w § 46 ust. 3 zd. 1-4 EnWG powinna bowiem liczyć się z negatywnymi skutkami na polu niemieckiego prawa antymonopolowego<sup>26</sup>.

## 11. Powierzenie zadań własnych gminy przedsiębiorstwom energetycznym

Zgodnie z art. 28 ust. 2 Ustawy Zasadniczej RFN (*Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland – GG*)<sup>27</sup> gminy regulują wszystkie sprawy dotyczące wspólnoty lokalnej na własną odpowiedzialność w ramach przepisów prawnych. Zasada ta nie wyłącza jednak możliwości powierzenia pewnych zadań gminnych podmiotom prywatnym. Warunkiem do przeniesienia części zadań należących do zadań własnych gminy, a do takich należy m.in. rozbudowa, utrzymanie i eksploatacja infrastruktury (w tym infrastruktury sieciowej), jest gwarantowanie i ponoszenie odpowiedzialności za właściwe ich wykonywanie przez podmioty prywatne. W praktyce oznaczać będzie to nie tylko zamieszczenie w umowie zapisów gwarantujących właściwą realizację zadań, ale także, tak jak w przypadku zawarcia nowej umowy koncesyjnej – wybór przedsiębiorstwa energetycznego możliwie najlepiej przygotowanego do świadczenia usług powszechnego zaopatrzenia w energię<sup>28</sup>.

<sup>25</sup> *Bürgerliches Gesetzbuch* (BGBl. I S. 42, 2909; 2003, 738).

<sup>26</sup> Szerzej: L. Wegner, [w:] F. J. Säcker (red.), *Berliner...*, s. 2667.

<sup>27</sup> *Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland* (Ustawa Zasadnicza Republiki Federalnej Niemiec) z dnia 23 maja 1949 r. (BGBl. S. 1.).

<sup>28</sup> M. Albrecht, [w:] J.P. Schneider, Ch. Theobald (red.), *Recht...*, s. 473.

## 12. Wybór nowego koncesjonariusza

Procedura wyboru nowego koncesjonariusza nie została w ustawie uregulowana w sposób szczegółowy. Do procedury nie stosuje się przepisów postępowania o udzielaniu zamówień publicznych<sup>29</sup>. W ustawie wskazano jedynie ogólne kryteria, jakimi powinna kierować się gmina przy wyborze, odsyłając do § 1 ust. 1 EnWG. Zgodnie z § 46 ust. 3 zd. 5 w zw. z § 1 ust. 1 EnWG gmina zobowiązana jest do wyboru przedsiębiorstwa energetycznego dającego rękojmię bezpiecznego, korzystnego, przyjaznego dla środowiska, prokonsumenckiego oraz efektywnego zaopatrzenia w energię – opartego w coraz większym stopniu na odnawialnych jej źródłach<sup>30</sup>. Przesłanki te muszą być spełnione niezależnie od tego, czy przedsiębiorstwo energetyczne jest podmiotem prywatnym, czy też jest podmiotem komunalnym – o zawarciu umowy koncesyjnej może się bowiem ubiegać nie tylko przedsiębiorstwo energetyczne z kapitałem prywatnym, ale również gminne przedsiębiorstwo energetyczne. Preferowanie przedsiębiorstw gminnych byłoby jednak złamaniem ustawowego nakazu płynącego z § 1 EnWG<sup>31</sup>. Dla każdego z ubiegających się przedsiębiorstw energetycznych procedura wyboru powinna być prowadzona w sposób zrozumiały, niedyskryminujący oraz transparentny<sup>32</sup>.

W każdym przypadku przy wyborze nowego koncesjonariusza ważnym czynnikiem jest oczywiście wysokość opłat koncesyjnych, które konkurujący ze sobą oferenci gotowi są uiścić za prawo do korzystania z dróg gminnych. Choć czynnik finansowy, zwłaszcza w dobie kryzysu, ma spore znaczenie, to jednak zostaje on ograniczony, ze względu na określenie dopuszczalnej granicy wysokości opłaty do wartości określonej w § 48 EnWG w zw. z § 2 KAV. Obejście ograniczenia w zakresie wysokości opłat koncesyjnych

---

<sup>29</sup> Należy zauważyć, że zgodnie z treścią § 97 w zw. § 98 i § 99 ustawy przeciw ograniczaniu konkurencji (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen* – GWB) z dnia 27 lipca 1957 r. (BGBl. I S. 1081) do postępowania nie stosuje się przepisów postępowania o udzielaniu zamówień publicznych. Gmina nie jest bowiem w tym przypadku podmiotem publicznym zamawiającym świadczenia z zakresu dostaw, budownictwa, czy usług (do zakresu wymienionych świadczeń nie można zaliczyć uprawienia do korzystania z dróg publicznych przez nowego koncesjonariusza). Szerzej na ten temat: H. Hofmann, *Kommunale Konzessionsverträge im Lichte...*, s. 13.

<sup>30</sup> Polityka energetyczna RFN ukierunkowana na rozwój energetyki ze źródeł odnawialnych nabiera coraz większego znaczenia, co znajduje swój wyraz także na poziomie lokalnym przy wyborze nowego koncesjonariusza przez gminy. Zob. H. Hofmann, *Kommunale Konzessionsverträge im Lichte...*, s. 17.

<sup>31</sup> T. Höch, *Zulässige Auswahlkriterien im Konzessionsvergabeverfahren gemäß §46 EnWG*, *Recht der Energiewirtschaft (RdE)* 2013, nr 2, s. 60.

<sup>32</sup> K.P. Schulz, *Einführung...*, s. 43.

jest niemożliwe, ze względu na zakaz dodatkowych świadczeń o charakterze finansowym i rzeczowym (§ 3 ust. 2 KAV). Na wybór oferty danego koncesjonariusza mogą mieć natomiast wpływ takie kryteria jak np. czas naprawy uszkodzeń technicznych sieci, wysokość minimalnych rocznych nakładów na utrzymanie sieci, czy rozwiązania koncepcyjne dla rozbudowy sieci sprzyjające rozwojowi energetyki odnawialnej<sup>33</sup>.

### 13. Pojęcie „przekazania infrastruktury sieciowej”

Umowne „przekazanie” urządzeń sieciowych za stosownym wynagrodzeniem, obejmujące zobowiązanie ustępującego koncesjonariusza w stosunku do wstępującego na jego miejsce nowego przedsiębiorstwa energetycznego, stanowiło do niedawna przedmiot wątpliwości o charakterze interpretacyjnym<sup>34</sup>. Nie było bowiem wiadomo, co dokładnie należy rozumieć przez sformułowany w § 46 ust. 2 zd. 2 EnWG obowiązek „przekazania” infrastruktury sieciowej<sup>35</sup>. Wśród stanowisk, pojawiających się zarówno w orzecznictwie, jak i w doktrynie, nastąpił podział, w ramach którego według pierwszego poglądu, poprzez użycie zwrotu „przekazać”, ustawodawca zobowiązywał ustępującego koncesjonariusza do umownego przeniesienia własności sieci.

Według poglądu przeciwnego – przeważającego, przez odstąpienie należało rozumieć jedynie umowne przeniesienie posiadania sieci w ramach umowy dzierżawy<sup>36, 37</sup>. W obecnym stanie prawnym, po nowelizacji ustawy w 2011 r., wątpliwości te zostały wyeliminowane. W § 46 ust. 2 zd. 2 EnWG jasno wskazano, że dotychczasowy koncesjonariusz jest zobowiązany do

<sup>33</sup> H. Hofmann, *Kommunale Konzessionsverträge im Lichte...*, s. 17.

<sup>34</sup> B. Christ, M. Jacob, *Verfassungsfragen des Netzübergangs nach § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG*, Das Deutsche Verwaltungsblatt 2013, s. 752

<sup>35</sup> W oryginalnej formie przed nowelizacją, spór budziło zdanie, w którym użyto słowa „überlassen” („przekazać”): „Werden solche Verträge nach ihrem Ablauf nicht verlängert, so ist der bisher Nutzungsberechtigte verpflichtet, seine für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen” („Gdy po upływie okresu trwania umów, umowa ta nie zostanie przedłużona, uprawnione dotychczas przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest do przekazania nowemu przedsiębiorstwu energetycznemu swoich urządzeń dystrybucyjnych niezbędnych do zarządzania sieciami służącymi powszechnemu zaopatrzeniu na obszarze gminy za stosownym wynagrodzeniem”). W obecnym brzmieniu słowo *überlassen* zastąpione zostało na słowo *überreichen* (przenieść własność).

<sup>36</sup> Szerzej: B. Christ, M. Jacob, *Verfassungsfragen...*, s. 755.

<sup>37</sup> Zob. orzeczenie Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie: OLG Düsseldorf z 12.12.2012 [VI-3, karty 137/12 (V)].

przeniesienia własności sieci na nowego koncesjonariusza, jednak stosownie do treści § 46 ust. 2 zd. 3 EnWG – nowy koncesjonariusz może od swojego poprzednika żądać przeniesienia posiadania sieci, np. poprzez zawarcie umowy dzierżawy (ustępujący koncesjonariusz zawiera umowę dzierżawy z nowym koncesjonariuszem)<sup>38</sup>.

Pomimo rozstrzygnięcia istniejących problemów interpretacyjnych, które miały miejsce w poprzednim stanie prawnym, a więc wprowadzenia wyraźnego ustawowego zobowiązania przedsiębiorstwa energetycznego do przeniesienia własności sieci po upływie terminu, na jaki została zawarta umowa koncesyjna, nowe rozwiązania stały się przyczynkiem do poddania regulacji kolejnej krytyce. W aktualnym brzmieniu § 46 ust. 2 zd. 2 EnWG ingerencja w prawo własności przejawia się brakiem dowolności określenia przez obie ze stron formy prawnej „przeniesienia” sieci na rzecz nowego przedsiębiorstwa po wygaśnięciu umowy koncesyjnej, tak jak to było przed zmianami w 2011 r. Podstawowym problemem pozostaje zatem ograniczenie prawa własności do infrastruktury sieciowej w zakresie uprawnienia do rozporządzania rzeczą. Gdy przyszły koncesjonariusz, zgodnie z § 46 ust. 2 zd. 3 EnWG nie skorzysta z przysługującego mu uprawnienia do żądania przeniesienia posiadania infrastruktury sieciowej (na podstawie umowy dzierżawy), ustępujący koncesjonariusz zostanie zobowiązany i niejako „przymuszony” do sprzedaży własności stanowiącej z reguły niebagatelną część jego majątku.

Przyjęte regulacje stały się przedmiotem krytyki w świetle treści § 14 ust. 3 GG, zgodnie z którym „Wywłaszczenie jest dopuszczalne tylko dla dobra ogółu. Może ono nastąpić tylko przez ustawę lub na podstawie ustawy, która reguluje sposób i rozmiar odszkodowania. Odszkodowanie należy ustalić na podstawie sprawiedliwej oceny interesów ogółu i osób zainteresowanych[...]”. W danej sytuacji, co oczywiste, nie można utożsamiać interesu prywatnego nowego koncesjonariusza będącego przedsiębiorstwem energetycznym, działającego na rzecz własnego interesu ekonomicznego (z nastawieniem na zysk) jako tożsamego z dobrem wspólnym. Brakuje tu zatem podstawowej przesłanki, której spełnienie mogłoby się stać przyczyną wywłaszczenia uzasadnionego w świetle niemieckiej Ustawy Zasadniczej, a więc faktycznego wywłaszczenia infrastruktury sieciowej będącej własno-

<sup>38</sup> W ramach umowy przenoszącej własność urządzeń sieciowych, ew. umownego przeniesienia posiadania urządzeń sieciowych nie jest konieczna regulacja statusu prawnego urządzeń pod kątem związania własnościowego z gminnymi drogami publicznymi. Mimo że urządzenia takie jak sieci, transformatory, stacje ciśnień posadowione są na drogach publicznych, to jednak zgodnie z § 95 ust. 2 zd. 2 BGB nie stanowią ich części składowych, a jedynie tzw. pozorne części składowe (*Scheinbestandteile*), co pozwala przedsiębiorstwom energetycznym na zachowanie ich własności.

ścią dotychczasowego koncesjonariusza na rzecz wstępującego na jego miejsce nowego koncesjonariusza.

W literaturze wskazuje się ponadto na brak podstaw do ograniczania prawa własności dotychczasowego koncesjonariusza ze względu na dobro wspólne (§ 14 ust. 2 zd. 2 GG), zwracając uwagę na rażącą jego nieproporcjonalność. Jako przykład takiej nieproporcjonalności podaje się m.in. nadużycie mechanizmu wsparcia konkurencji (mechanizmu „konkurencji o sieci”), poprzez ustanowienie obowiązku przeniesienia własności na nowego koncesjonariusza, wskazując na możliwość osiągnięcia podobnych, pozytywnych skutków poprzez stosowanie mniej ingerujących w prawo własności umów dzierżawy. Mimo że nowy koncesjonariusz stosownie do § 46 ust. 2 zd. 3 może żądać umownego przeniesienia infrastruktury sieciowej, to jednak brzmienie § 46 ust. 2 zd. 2 jasno wskazuje, że to przeniesienie własności stanowi podstawową formę przekazania sieci nowemu koncesjonariuszowi<sup>39</sup>.

Należy zauważyć, że zgodnie z brzemieniem § 46 EnWG nie została wyłączona możliwość komunalizacji infrastruktury energetycznej, a więc przejęcia własności infrastruktury sieciowej przez samą gminę. Może się zatem zdarzyć sytuacja, w której gmina nie będzie chciała kontynuować umowy koncesyjnej z dotychczasowym koncesjonariuszem, ani zawierać umowy koncesyjnej z nowym koncesjonariuszem, sama decydując się na przejęcie infrastruktury energetycznej (np. poprzez zależne od gminy przedsiębiorstwa energetyczne działające jako tzw. „zakłady miejskie” – *Stadtwerke*). Decyzja o przejęciu własności sieci może być związana bezpośrednio z potrzebą rekomunalizacji sprywatyzowanych wcześniej przedsiębiorstw energetycznych będących właścicielami dystrybucyjnych sieci energetycznych, które w Niemczech, co warto podkreślić, budowane były przez gminy w XIX i XX w.

## 14. „Ekonomicznie uzasadnione wynagrodzenie”

Umowne przeniesienie własności urządzeń sieciowych wiąże się z koniecznością zapłaty „ekonomicznie uzasadnionego wynagrodzenia” (*wirtschaftlich angemessene Vergütung*), które nowy koncesjonariusz zobowiązany jest zapłacić ustępującemu koncesjonariuszowi (§ 46 ust. 2 zd. 2 EnWG). Ustawa o gospodarce energetycznej nie precyzuje jednak, według jakich kryteriów owo stosowne wynagrodzenie powinno być ustalane<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> B. Christ, M. Jacob, *Verfassungsfragen...*, s. 758.

<sup>40</sup> Przyjmuje się, że dla ustalenia ekonomicznie uzasadnionego wynagrodzenia za urządzenie sieciowe możliwe do zamiennego zastosowania są potencjalnie dwie odmienne metody

## 15. „Klauzule końcowe” (*Endschafstsklauseln*)

W umowach koncesyjnych, które były zawierane przed 1998 r., zamieszczane były często tzw. „klauzule końcowe” (*Endschafstsklauseln*). W klauzulach tych strony umowy koncesyjnej (gmina i koncesjonariusz) regulowały najczęściej, na jakich warunkach i w jakim zakresie urządzenia sieciowe powinny zostać przeniesione na gminę (jak już wskazano, EnWG nie wyłącza możliwości przejęcia własności urządzeń sieciowych przez gminę) albo na nowego koncesjonariusza.

W doktrynie wskazuje się, że korzystne zarówno dla nowego koncesjonariusza, jak i ustępującego koncesjonariusza (oraz gmin w przypadku rekommunalizacji urządzeń energetycznych) będzie zamieszczenie klauzul końcowych także w nowych umowach koncesyjnych regulujących szczegółowe warunki przeniesienia urządzeń sieciowych na nowego koncesjonariusza. Zastosowanie takiego rozwiązania daje na przyszłość możliwość precyzyjnego określenia warunków umownego przeniesienia własności albo posiadania infrastruktury energetycznej po zakończeniu umowy koncesyjnej. Umożliwia również koncesjonariuszowi dostosowanie inwestycji w urządzenia liniowe na poziomie ustalonym przez gminę na pewnym z góry zaplanowanym pułapie (równomierne rozplanowanie wydatków na remonty i rozbudowę infrastruktury przez cały okres trwania koncesji). Ponadto pozwala gminie na zachowanie kontroli zarówno nad stanem gminnej infrastruktury energetycznej, jak i na zwiększenie szansy znalezienia odpowiedniego przedsiębiorstwa energetycznego, które – co oczywiste – dążyć będzie do przejęcia sieci w jak najlepszym stanie technicznym za jak najniższą cenę<sup>41</sup>. Zgodnie z § 3 ust. 2 KAV zastrzeżenie takich warunków jest zakazane, w przypadku gdyby wiązało się z przeniesieniem urządzeń sieciowych bez „stosownego wynagrodzenia”.

---

oparte na: 1) kryterium rzeczywistej wartości przyjętej dla danego okresu (*Sachzeitwert*), gdzie ustala się wartość na podstawie wykazu urządzeń wraz z danymi o czasie ich użytkowania (oraz z opisem stanu, w jakim się znajdują); 2) kryterium skapitalizowanej wartości czystego dochodu (*Ertragswert*) rozumianej jako sumy, jaką z perspektywy kupującego z uwzględnieniem dodatkowych kosztów zaopatrzenia w energię z jednej strony oraz przychodu ze sprzedanej energii z drugiej strony wydawałaby się uzasadniona ekonomicznie do zakupu sieci energetycznych. Najczęściej stosowanym mechanizmem oceny wartości urządzeń sieciowych była dotychczas metoda pierwsza, stosowana w umowach między nowym a ustępującym koncesjonariuszem, jako bardziej właściwa, co znalazło swoje potwierdzenie zarówno w orzecznictwie krajowych sądów apelacyjnych, jak i w ocenie doktryny (w nowym orzecznictwie zauważyć można zmianę tego trendu na rzecz metody polegającej na odpowiednim stosowaniu obu metod). Szerzej na ten temat w: B. Christ, M. Jacob, *Verfassungsfragen...*, s. 754-755.

<sup>41</sup> Por.: B. Christ, M. Jacob, *Verfassungsfragen...*, s. 754.

## 16. Uproszczona umowa o korzystanie z dróg publicznych

W odróżnieniu od kwalifikowanej formy umowy, uproszczona umowa uregulowana w § 46 ust. 1 EnWG dotyczy sytuacji oddania przez gminę do korzystania gminnych dróg publicznych służących eksploatacji i rozbudowie sieci wraz z urządzeniami technicznymi służącymi do ich obsługi, w celu zapewnienia bezpośredniego oraz wolnego od dyskryminacji zaopatrzenia w energię elektryczną pojedynczego odbiorcy końcowego. Zgodnie z § 46 ust. 1 zd. 1 EnWG przedsiębiorstwu energetycznemu przysługuje roszczenie o zawarcie umowy o korzystanie z publicznych dróg gminnych, przy czym gmina nie może odmówić zawarcia umowy z uwagi na istniejący przymus kontraktacji, o ile przedsiębiorstwo nie odmawia zapłaty opłat koncesyjnych (§ 46 ust. 1 zd. 2 EnWG). Uproszczona umowa o korzystanie z dróg publicznych może być zawarta na dowolny okres – ustawodawca nie wprowadził tu żadnych ograniczeń, tak jak występuje to w umowach kwalifikowanych.

Uproszczona forma umowy o korzystanie z dróg publicznych, w świetle poglądów doktryny nie zasługuje na aprobatę, ze względu na niewspółmiernie wysokie koszty budowy bezpośrednich połączeń z odbiorcami końcowymi. Ponadto zwraca się uwagę na to, jak niekorzystny jest wpływ tego typu połączeń na tworzenie konkurencyjnego rynku energii w obszarze infrastruktury sieciowej na terenie gminy, a to ze względu na ograniczenie zakresu odbiorców inwestycji tylko do jednego odbiorcy końcowego<sup>42</sup>.

## 17. Podsumowanie

Mechanizm „konkurencji o sieci” związany jest z dostępem do infrastruktury drogowej. Na podstawie zawartych umów przedsiębiorstwa energetyczne zyskują czasowy dostęp do dróg publicznych, po którego upływie zmuszone są do podjęcia walki konkurencyjnej z innymi przedsiębiorstwami starającymi się o zawarcie umowy koncesyjnej. Przyjęte w § 46 EnWG regulacje mają dualny charakter – z jednej strony gmina i przedsiębiorstwo energetyczne zawierają cywilnoprawną umowę, tzw. umowę koncesyjną (kwalifikowaną umowę o korzystanie z dróg publicznych) w której regulują wzajemne prawa i obowiązki, w tym zasady korzystania z dróg publicznych, wysokość opłat koncesyjnych oraz warunki przeniesienia sieci na no-

<sup>42</sup> Zob. M. Albrecht, [w:] J.P. Schneider, Ch. Theobald (red.), *Recht...*, s. 464 i n.

wego koncesjonariusza. Z drugiej jednak strony, umowa ta stanowi podstawę do realizacji zadań publicznych w zgodności z § 28 ust. 2 GG, jakimi są eksploatacja i rozbudowa sieci energetycznych umożliwiające powszechne zaopatrzenie w energię na terenie gminy w ramach celów wyznaczonych przez ustawodawcę w § 1 ust. 1 EnWG<sup>43</sup>.

Mimo częściowej utraty swojego pierwotnego znaczenia w związku z wprowadzeniem do niemieckiej ustawy o gospodarce energetycznej zasady TPA, mechanizm „konkurencji o sieci” w dalszym ciągu może oddziaływać w znacznym stopniu na energetykę komunalną, w szczególności na konkurencję między operatorami systemów dystrybucyjnych prowadzącymi działalność na obszarze gmin. Rozwój konkurencji między przedsiębiorstwami energetycznymi zależy przy tym od samych gmin, które w najbliższym czasie będą musiały podjąć decyzję, czy „pozostać” przy dotychczasowych operatorach systemów dystrybucyjnych, czy też ewentualnie zdecydować się na zawarcie nowych umów koncesyjnych z nowymi operatorami systemów dystrybucyjnych.

Przedstawiony model regulacji funkcjonuje w RFN w warunkach dużej liczby operatorów systemów dystrybucyjnych. Wydaje się, że tylko przy zaistnieniu takich warunków, gdy występuje duża liczba dystrybucyjnych przedsiębiorstw energetycznych, istnieje możliwość i szansa właściwego funkcjonowania przedstawionych rozwiązań.

Omawiane w artykule rozwiązania prawne skłaniają do zadania pytania, czy podobne regulacje mogłyby zostać przyjęte także w Polsce. Wydaje się, że na tak postawione pytanie należałoby udzielić odpowiedzi negatywnej. Wprowadzenie w Polsce „konkurencji o sieci” mogłoby być procesem niezwykle utrudnionym, ze względu na bardzo ograniczoną liczbę przedsiębiorstw energetycznych posiadających znaczącą pozycję rynkową i dysponujących jednocześnie większością krajowej infrastruktury energetycznej. Pomijając liczbę potencjalnych podmiotów, które mogłyby między sobą konkurować, należy wziąć jeszcze pod uwagę trudności, z jakimi mogłaby się wiązać próba formalnego wydzielenia obszaru sieci dystrybucyjnych służących do zaopatrzenia w energię odbiorców na terenie gmin. Dodając do tego potencjalne spory o status prawny poszczególnych gruntów, czy wreszcie wątpliwe konstytucyjne uzasadnienie dla okresowego wywłaszczania sieci na rzecz nowych operatorów, należy domniemywać, że wprowadzenie podobnego mechanizmu konkurencyjnego w polskim prawie energetycznym, jeśli nie całkiem niemożliwe, byłoby procesem trudnym, długotrwałym oraz bardzo kosztownym.

---

<sup>43</sup> Ch. Theobald, [w:] W. Danner, Ch. Theobald, *Energierecht...* I B 1 § 46, Nr 19.

JAKUB POKRZYWNIAK



## **Przyłączanie odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznych po nowelizacji ustawy Prawo energetyczne z dnia 26 lipca 2013 r.**

### **Uwagi wstępne**

Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw<sup>1</sup> (dalej jako „nowelizacja”) wprowadziła do art. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>2</sup> (dalej jako „p.e.”) wiele istotnych zmian, wśród których na szczególną uwagę zasługuje dodanie dwóch nowych ustępów. Chodzi po pierwsze o ust. 8d<sup>2</sup>, który głosi, że „W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia, wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia”.

Po drugie, należy odnotować dodanie ust. 8d<sup>3</sup>, zgodnie z którym, „W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej

---

<sup>1</sup> Dz.U. poz. 984.

<sup>2</sup> Tekst jednolity Dz. U. z 2012 r., poz. 1059.

mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, przedsiębiorstwo to wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, przedsiębiorstwo to odmawia wydania warunków przyłączenia<sup>3</sup>.

Warto już w tym miejscu zadać kilka pytań, nasuwających się na tle nowych regulacji. Czy dokonano istotnej modyfikacji zasad przyłączania OZE, czy też zmiany mają charakter „kosmetyczny” lub wręcz pozorny? Czy kierunek zmian zasługuje na pozytywną ocenę, to jest czy ustawodawca ułatwił przyłączanie OZE, czy może przeciwnie – jedynie skomplikowano ustawę, kreując nowe wątpliwości? Czy słusznie ograniczono zakres zastosowania norm wyrażonych w przywołanych przepisach do przyłączania OZE? Przed podjęciem próby wykładni i oceny cytowanych unormowań należy jednak ustalić, jaki był dotychczasowy stan prawny (wynikający nie tylko z dosłownego brzmienia przepisów prawa, lecz również ze sposobu ich interpretacji w praktyce orzeczniczej). Dopiero na tej podstawie można stwierdzić, jakie zmiany rzeczywiście wiążą się z wprowadzeniem do art. 7 tych dwóch nowych ustępów.

### **Dotychczasowe przesłanki obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci odnawialnych źródeł energii<sup>3</sup>**

Prawo energetyczne przed wspomnianą nowelizacją w zasadzie nie przewidywało szczególnych przesłanek obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie, odnoszących się do OZE. Obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie OZE był zatem uwarunkowany tymi samymi okolicznościami, co przyłączenie każdej innej instalacji. Warto zatem przypomnieć, że zgodnie z art. 7 ust. 1 p.e. „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.”

---

<sup>3</sup> Poniższe rozważania oparte są częściowo na rozdziale 2 monografii mojego autorstwa pt. *Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej oraz obowiązek jej zawarcia* (w druku).

Na gruncie tych przepisów szybko zrodziło się pytanie o relację pomiędzy przesłankami o charakterze ekonomicznym i przesłankami o charakterze technicznym. Mimo pozornie oczywistej różnicy pomiędzy nimi, obserwacja praktyki dowodzi, iż często stapiają się one ze sobą. Przykładowo, gdy przyłączenie nie jest możliwe przy istniejącym stanie sieci, lecz byłoby możliwe po dokonaniu pewnych nakładów na sieć, zachodzi sytuacja, w której co prawda nie są aktualnie spełnione warunki techniczne przyłączenia lub dostarczania, lecz można je spełnić. Pociąga to jednak za sobą określony koszt, a z tym z kolei wiąże się kwestia ekonomicznych warunków przyłączenia. Niektórzy twierdzą wręcz, że prawie zawsze jest możliwe stworzenie warunków technicznych przyłączenia i dostarczania – jest to tylko kwestią wysokości nakładów, które trzeba ponieść.

W tym miejscu warto zwrócić uwagę na wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 7 kwietnia 1999 r., XVII Ama 85/98<sup>4</sup>. Rozstrzygnięto w nim sprawę z odwołania od decyzji Prezesa URE, który zajął stanowisko, iż jego kompetencje dotyczące rozstrzygania spraw spornych w zakresie odmowy przyłączenia do sieci ograniczone są jedynie do sieci już istniejącej. Sąd Antymonopolowy stwierdził jednak, że na przedsiębiorcy energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zaspokojenia nie tylko obecnego, ale i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Powinien on zatem podejmować przedsięwzięcia związane z rozbudową albo budową nowych sieci rozdzielczych. Zdaniem sądu trudno zatem podzielić stanowisko, iż obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, a także decyzja rozstrzygająca taką sprawę, może wchodzić w grę jedynie w kontekście sieci już istniejącej, z pominięciem sieci nowo projektowanej.

Decyzja Prezesa URE wydana na podstawie art. 8 ust. 1 p.e. powinna rozstrzygnąć sprawę w zakresie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, przy uwzględnieniu, iż nastąpi to za pośrednictwem sieci nowo projektowanej. Decyzja ta stanowić będzie wówczas podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania przez strony. Podobnie w wyroku SOKiK z dn. 28 października 2010 r., XVII AmE 80/10<sup>5</sup> uznano, iż za brak technicznych warunków przyłączenia danego obiektu do sieci należy uznać taką techniczną przeszkodę w budowie lub rozbudowie sieci, która nie da się usunąć, mimo starań podejmowanych w tym celu. Konieczność dokonania pewnej modernizacji sieci nie stanowi wobec tego uzasadnionego powodu odmowy przyłączenia farmy wiatrowej do sieci.

---

<sup>4</sup> LEX nr 55917.

<sup>5</sup> Niepubl.

W gruncie rzeczy, w orzecznictwie potwierdzono subsydiarny charakter przesłanki odnoszącej się do warunków technicznych przyłączenia lub dostarczania. Zazwyczaj bowiem brak tych warunków jest usuwalny, aczkolwiek jego usunięcie wiąże się z koniecznością poniesienia określonych kosztów. To z kolei implikuje już konieczność ustalenia czy są spełnione warunki ekonomiczne przyłączenia. Mają one zatem pierwszoplanową rolę przy ocenie, czy „istnieje” obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W zasadzie, idąc tym tropem, można by zadać pytanie, czy przesłanka warunków technicznych przyłączenia lub dostarczania nie jest bezprzedmiotowa. Wydaje się jednak, że takie stanowisko byłoby zbyt daleko idące. Po pierwsze należałoby uznać, że sam ustawodawca ustanowił przesłankę zbędną, a przepis jest w części martwy. Klóciłoby się to z założeniem racjonalności prawodawcy. Po drugie, można sobie jednak wyobrazić sytuację, w których nie da się rozbudować lub zmodernizować sieci z powodów o wyłącznie technicznym charakterze, niezależnie od kosztów. Może to wynikać na przykład z ograniczeń związanych z planami zagospodarowania terenu, z wymogami w zakresie ochrony środowiska, czy z nie dającymi się przezwyciężyć innymi ograniczeniami technicznymi (nie jest wszak możliwe przyłączenie elektrowni o dużej mocy do małego systemu dystrybucyjnego).

Jak zauważa się w nauce, „wymóg »spełnienia technicznych warunków przyłączenia« powinien być »odczytywany« w kontekście konkretnych okoliczności, z uwzględnieniem standardowych warunków usług oferowanych danego rodzaju odbiorcom przez przedsiębiorstwo energetyczne (np. gospodarstwom domowym). [...] I tak przykładowo przedsiębiorstwo energetyczne nie ma obowiązku zawarcia umowy, w przypadku gdy wnioskodawca żąda wykonania przyłącza umożliwiającego pobór energii o niestandardowym napięciu (np. 150 V zamiast standardowych 230 V). Spełnienie takiego żądania jest z technicznego punktu widzenia teoretycznie możliwe, ale zarazem z pewnością nadmiernie uciążliwe dla przedsiębiorstwa energetycznego”<sup>6</sup>. Skądinąd w orzecznictwie można natrafić na rozstrzygnięcia, w których odmówiono zawarcia umowy o przyłączenie wyłącznie z uwagi na brak warunków technicznych<sup>7</sup>, co potwierdza, że ta przesłanka może samodzielnie uzasadniać odmowę kontraktowania.

<sup>6</sup> A. Walaszek-Pyziół, W. Pyziół, *Obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej – węzłowe zagadnienia prawne*, PUG 2006/ 12, s. 5.

<sup>7</sup> Np. wyrok SOKiK z dn. 4 sierpnia 2010 r. (sygn. akt XVII AmE 106/09). W wyroku tym sąd doszedł do przekonania, że w istniejącej stacji brak było warunków przestrzennych i ruchomych, które umożliwiłyby wybudowanie kolejnego stanowiska transformatora, bez czego nie było możliwe przyłączenie wnioskodawcy, w związku z czym istniały przesłanki do odmowy wydania warunków przyłączenia.

Jak wspomniano, kwestia opłacalności rozbudowy lub modernizacji sieci wiąże się ze spełnieniem przesłanki ekonomicznych warunków przyłączenia. Nie każda rozbudowa lub modernizacja ma przecież uzasadnienie ekonomiczne. W tym względzie, niezwykle doniosłość dla obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie ma plan rozwoju opracowywany przez przedsiębiorcę sieciowego zgodnie z art. 16 p.e. Inwestycje określone przez przedsiębiorcę w tym planie powinny być bowiem uwzględnione w taryfie, przez co są pokrywane przez ogół opłat pobieranych od podmiotów korzystających z usług przesyłania lub dystrybucji. W wyroku SOKiK z dn. z 22 lutego 2007 r., XVII AmE 61/06<sup>8</sup> stwierdzono, że Prezes URE poprzez zatwierdzenie taryfy zapewnia przedsiębiorcy energetycznemu środki finansowe na realizację zamierzeń wskazanych w projekcie planu rozwoju. Tym samym przedsiębiorca sieciowy ma obowiązek realizacji budowy lub rozbudowy sieci przewidzianych w planie rozwoju, na podstawie którego skalkulował taryfę (zatwierdzoną przez Prezesa URE) i nie może odmówić przyłączenia do tych sieci, powołując się na brak warunków ekonomicznych przyłączenia.

Może się jednak zdarzyć, że inwestycja sieciowa niezbędna do realizacji przyłączenia nie została uwzględniona w aktualnym planie rozwoju, a jej koszty nie były brane pod uwagę przy kalkulacji taryfy. Rozstrzygnięcia tego zagadnienia szukać można m.in. w wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 lutego 2010 r., VI ACa 1142/09<sup>9</sup>. Sąd ten nie uwzględnił zarzutu podniesionego przez przedsiębiorcę sieciowego, dotyczącego braku uwzględnienia potrzebnej rozbudowy sieci w aktualnym planie rozwoju tego przedsiębiorcy, stwierdzając, iż rozbudowa sieci na potrzeby przyłączeń jest wyłącznym obowiązkiem przedsiębiorcy energetycznego. Jest oczywiste, iż żaden operator nie jest w stanie przewidzieć w wieloletnim planie rozwoju, jakie wnioski o przyłączenie będą składane. Naturalne jest więc to, że plan rozwoju musi podlegać i podlega różnym korektom, za co odpowiedzialny jest we własnym zakresie operator sieci.

Przypisanie decydującego znaczenia planowi rozwoju dla obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie oznaczałoby de facto zniweczenie normy prawnej zawartej w art. 7 prawa energetycznego, tj. obowiązku przyłączenia do sieci. Operator systemu mógłby bowiem blokować przyłączenia do sieci, celowo nie planując danych inwestycji, a następnie zasłaniając się uzgodnionym planem rozwoju, Prezesem URE, który nie uwzględnia danej inwestycji w rozbudowę czy modernizację sieci. W podobny sposób rozstrzygnięto sprawę w wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 8 sierpnia

<sup>8</sup> Niepubl.

<sup>9</sup> LEX 832686.

2008 r., VI ACa 323/08<sup>10</sup>, oraz w wyroku SOKiK z dnia 29 sierpnia 2008r., XVII AmE 87/07<sup>11</sup>, zgodnie z którymi przy ocenie efektywności inwestycji nie można brać pod uwagę jedynie przychodów pochodzących z aktualnie obowiązującej taryfy.

Zważywszy, że oceny tej dokonuje się w długoletniej perspektywie, nie ujęcie danej inwestycji w aktualnie obowiązującej taryfie nie stoi na przeszkodzie do uwzględnienia kosztów inwestycji w kolejnych taryfach, opracowywanych przez przedsiębiorcę energetycznego i wprowadzeniu inwestycji do uaktualnionego planu rozwoju. Powyższe rozstrzygnięcia prowadzą do kolejnego pytania (analogicznego do pytania postawionego powyżej w odniesieniu do przesłanek o charakterze technicznym). Czy oznaczają one, że nie ma praktycznej doniosłości przesłanka warunków ekonomicznych przyłączenia? Czy można uznać, że warunki te zawsze mogą być spełnione poprzez uwzględnienie kosztów rozbudowy lub modernizacji sieci w kolejnej taryfie?

Moim zdaniem taka teza byłaby niedopuszczalna. Wszakże taryfy kalkulują się na podstawie kosztów uzasadnionych (art. 45 ust. 1 p.e.). Przedsiębiorca sieciowy nie może zatem brać pod uwagę przy opracowywaniu taryfy inwestycji nieracjonalnych ekonomicznie, których koszt niezasadnie obciążałby ogół jego klientów. Warto w tym kontekście odwołać się do wyroku SOKiK z dn. 12 marca 2003 r., XVII Ame 40/02<sup>12</sup>, w którym stwierdzono, iż z uwagi na fakt, że koszty ponoszone przez przedsiębiorcę energetycznego są następnie przenoszone w taryfie na pozostałych odbiorców, obowiązkiem przedsiębiorcy energetycznego jest racjonalne planowanie rozbudowy sieci, tak aby nie obciążać innych odbiorców kosztami wynikającymi z tej rozbudowy ponad uzasadnioną potrzebę.

Przedsiębiorca sieciowy powinien dążyć do uwzględnienia w planie rozwoju wszystkich racjonalnych ekonomicznie inwestycji w budowę lub rozbudowę sieci, tak aby następnie móc skalkulować taryfę, opierając się na potrzebnych na nie nakładach, co z kolei zapewni spełnienie ekonomicznych warunków przyłączenia do owych sieci. Niemniej, nie powinien on uwzględniać w planie rozwoju inwestycji nieracjonalnych z ekonomicznego punktu widzenia i w konsekwencji nie powinien przyjmować do kalkulacji taryfy nakładów ponoszonych na przyłączenia, które nie są racjonalne ekonomicznie. Nie może więc wychodzić z założenia, że istnieją warunki ekonomiczne do realizacji każdej inwestycji, ponieważ nakłady nie pokryte opłatą za przyłączenie zawsze można uwzględnić w opłatach za przesyłanie

<sup>10</sup> Niepubl.

<sup>11</sup> Niepubl.

<sup>12</sup> Niepubl.

i dystrybucję. Odrębną kwestią, wykraczającą poza ramy niniejszego opracowania jest to, w jaki sposób należy dokonywać oceny, czy konkretna inwestycja jest racjonalna ekonomicznie. Moim zdaniem należy przyjąć, że koszty poniesione na jej realizację zwrócą się w przewidywalnej perspektywie czasu dzięki świadczeniu usług z wykorzystaniem rozbudowanej lub zmodernizowanej infrastruktury.

Konkludując, godzi się zauważyć, że kluczowe znaczenie mają przesłanki o charakterze ekonomicznym, niemniej nie oznacza to zupełnego pozabawienia znaczenia przesłanek technicznych. Jeżeli zapewnienie przesłanek technicznych jest wykonalne (poprzez rozbudowę lub modernizację sieci), należy przejść do pytania o racjonalność finansowania takiego przedsięwzięcia, co z kolei prowadzi do konieczności ustalenia, czy jest spełniona przesłanka ekonomicznych warunków przyłączenia. O jej nieistnieniu można mówić wtedy, gdy nie ma uzasadnienia do przerzucenia kosztów inwestycji związanej z przyłączeniem danego podmiotu na ogół podmiotów korzystających z systemu, poprzez opłaty taryfowe za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

## Zmiany wynikające z nowych przepisów

Należy przejść do analizy artykułu 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. W pierwszej kolejności trzeba zwrócić uwagę, że dotyczy on wyłącznie przypadku, gdy nie istnieją techniczne warunki przyłączenia, a wynika to z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci. Przepis ten nie dotyczy zatem sytuacji, gdy brakuje technicznych warunków przyłączenia z innego powodu niż niewystarczające zdolności przesyłowe sieci. Przesłanka technicznych warunków przyłączenia nie ogranicza się wszakże do istnienia zdolności przesyłowych sieci, choć w praktyce zapewne najczęściej istnienie tych zdolności jest kluczowe dla oceny, czy jest ona spełniona.

Warto też zauważyć, że art. 7 ust. 1 p.e. mówi o dwóch przesłankach o charakterze technicznym – przesłance technicznych warunków przyłączenia i przesłance technicznych warunków dostarczenia. Przepis art. 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. dotyczy wyłącznie przypadku braku technicznych warunków przyłączenia, natomiast nie obejmuje swą hipotezą braku technicznych warunków dostarczenia. Może się tymczasem zdarzyć, że istnieje możliwość przyłączenia danej instalacji, a w szczególności sieć oferuje wystarczające zdolności przesyłowe, niemniej pobieranie przez tę instalację energii lub wprowadzanie jej do sieci może negatywnie wpłynąć na funkcjonowanie owej sieci.

Chodzi na przykład o sytuację, gdy przyłączenie danej instalacji spowoduje, że operator systemu nie będzie mógł dotrzymać parametrów jakościowych energii dostarczanej odbiorcom lub zbilansować energii w sieci. Można sobie wyobrazić, że przyłączenie zbyt wielu farm wiatrowych na pewnym obszarze spowoduje zakłócenia pracy sieci i trudności w zapewnieniu ciągłości dostarczania energii w czasie niesprzyjających warunków pogodowych. W takim wypadku problemem nie jest samo przyłączenie instalacji do sieci, lecz raczej jej późniejsze funkcjonowanie w sieci i wpływ na instalacje innych podmiotów.

Dalej, art. 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. nie wyklucza możliwości odmowy zawarcia umowy o przyłączenie w przypadku braku ekonomicznych warunków przyłączenia lub dostarczania. Jeżeli zatem jest możliwe dokonanie rozbudowy lub modernizacji sieci w celu zapewnienia stosownych zdolności przesyłowych, niemniej taka inwestycja nie spełniałaby kryterium racjonalności ekonomicznej, wówczas przedsiębiorca sieciowy lub dystrybucyjny jest uprawniony do odmowy zawarcia tej umowy. Przepis nie nakazuje zatem zawarcia umowy o przyłączenie za wszelką cenę.

Na koniec, w moim przekonaniu, z badanego przepisu wynika, że chodzi w nim o taką sytuację, gdy brak warunków technicznych przyłączenia odnoszący się do zdolności przesyłowych sieci można usunąć poprzez rozbudowę lub modernizację sieci. Pod pojęciem rozbudowy należy rozumieć „powiększenie, rozszerzenie budowli, obszaru już zabudowanego; dobudowywanie nowych elementów, budowanie nowych obiektów”<sup>13</sup>. Modernizacją jest z kolei „unowocześnienie, uwspółcześnienie czegoś”<sup>14</sup> oraz „zwiększanie liczby składników czegoś, dodanie nowych jednostek, rozszerzenie, rozwinięcie”<sup>15</sup>.

Moim zdaniem, nie każdy przypadek braku zdolności przesyłowych sieci da się usunąć poprzez rozbudowę lub modernizację tychże. Można sobie wyobrazić, że stworzenie zdolności przesyłowych niezbędnych do przyłączenia danej instalacji wymagałoby wręcz zbudowania sieci od nowa. Przykładowo, gdyby chcieć przyłączyć dużą jednostkę wytwórczą do małego systemu dystrybucyjnego, przeznaczonego do zaopatrywania w energię elektryczną drobnych odbiorców końcowych, to wymagane zmiany w sieci zapewne wykroczyłyby poza to, co można określić mianem rozbudowy lub

<sup>13</sup> *Słownik Języka Polskiego*, PWN, t. 3, red. M. Szymczak, Warszawa 2002, s. 75; podobną definicję znaleźć można w *Podręcznym Słowniku Języka Polskiego*, red. E. Sobol, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1996, s. 474.

<sup>14</sup> *Słownik Języka Polskiego*, PWN, t. 2, red. M. Szymczak, Warszawa 2002, s. 190.

<sup>15</sup> *Podręczny Słownik Języka Polskiego*, red. E. Sobol, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1996, s. 855.

modernizacji sieci i wymagałoby zbudowania zupełnie nowej sieci w miejsce dotychczas istniejącej.

Mimo nie w pełni jasnej redakcji analizowanego przepisu (który nakazuje określić planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określić termin przyłączenia), uważam, że w gruncie rzeczy wynika zeń, iż w objętym nim wypadku przedsiębiorca sieciowy ma obowiązek doprowadzenia do powstania warunków technicznych przyłączenia, poprzez rozbudowę lub modernizację sieci, a następnie do realizacji przyłączenia.

W powyższym kontekście nasuwa się pytanie o sens artykułu 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. Z jednej strony wątpliwe jest, czy w zakresie swojego zastosowania wnosi on nową wartość normatywną. Wynikająca wszakże zeń zasada była już wcześniej przyjmowana w orzecznictwie, przy czym nadawano jej wymiar ogólny, nie zawężając jej do określonych kategorii przyłączeń (wyłącznie OZE)<sup>16</sup>. Co więcej, brak było podstaw do zawężania jej do przypadku braku technicznych warunków przyłączenia wynikającego z niedostatecznych zdolności przesyłowych sieci (z pominięciem innych przypadków nieistnienia technicznych warunków przyłączenia lub braku technicznych warunków dostarczania).

Należy więc dojść do wniosku, że z jednej strony – wbrew pozorom – doniosłość zmian wprowadzonych przez art. 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. jest ograniczona. Można wręcz wątpić, czy ułatwi on w znaczący sposób przyłączanie OZE. Należy zatem krytycznie ocenić nowelizację w tym zakresie. Z drugiej zaś strony, przepis ten może zrodzić nowe wątpliwości. Powstaje bowiem pytanie, czy nie daje on podstaw do interpretacji *a contrario*, zgodnie z którą wyrażona w nim zasada nie dotyczy przyłączeń innych instalacji niż OZE, a także – w przypadku przyłączania OZE – innych sytuacji niż brak technicznych warunków przyłączenia, wynikający z niedostatecznych zdolności przesyłowych sieci.

Innymi słowy, czy można uznać, że ustawodawca w nowelizacji dał wyraz swojej woli, aby w przypadku przyłączeń do sieci innych instalacji niż OZE (a zatem na przykład instalacji odbiorczych, czy konwencjonalnych jednostek wytwórczych), przedsiębiorca przesyłowy lub dystrybucyjny był zwolniony z obowiązku rozbudowy lub modernizacji sieci, jeżeli jej aktualny stan nie zapewnia wystarczających zdolności przesyłowych? Czy przedsiębiorca sieciowy jest zwolniony z tego obowiązku także w sytuacji, gdy chodzi o przyłączenie OZE, lecz przyłączenie to nie jest możliwe z innych

---

<sup>16</sup> Zob. m.in. wyroki XVII AmE 217/10 (niepubl.), XVII AmE 30/11 (niepubl.), XVII AmE 48/12 (niepubl.).

przyczyn o charakterze technicznym, niż brak wystarczających zdolności przesyłowych sieci? Moim zdaniem względy celowościowe i aksjologiczne nie pozwalają na wykładnię badanego przepisu z przeciwieństwa, niemniej nie da się jej zupełnie wykluczyć. Niemniej, przepis ten może doprowadzić do niepotrzebnych sporów i utrudnić realizację nowych inwestycji.

Kolejne zagadnienie dotyczy relacji art. 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. do art. 7 ust. 8d<sup>3</sup>p.e. Zakresy zastosowania norm wyrażonych w tych przepisach mogą się krzyżować. Pierwszy z nich dotyczy nieistnienia technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, drugi zaś nieistnienia technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii.

Nie da się wykluczyć, że ten sam stan faktyczny może podpadać pod oba te przepisy<sup>17</sup>. Dyspozycje zawartych w nich norm są jednak różne. Przepis art. 7 ust. 8d<sup>2</sup>p.e. nakazuje przedsiębiorcy sieciowemu określenie planowanego terminu oraz warunków wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określenia terminu przyłączenia. Jak wspomniano, w gruncie rzeczy nakazuje on dokonać rozbudowy lub modernizacji sieci, a następnie zrealizować przyłączenie.

Natomiast art. 7 ust. 8d<sup>3</sup>p.e. nakłada na przedsiębiorcę sieciowego obowiązek powiadomienia podmiotu ubiegającego się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione warunki techniczne przyłączenia, przy czym jeżeli podmiot ten wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, przedsiębiorca wydaje warunki przyłączenia, ale jeżeli odmówił – przedsiębiorca odmawia wydania warunków przyłączenia. Nie ma zatem mowy o dokonaniu rozbudowy lub modernizacji sieci. Ustawodawca przewiduje jedynie przyłączenie do sieci z mniejszą niż wnioskowana mocą przyłączeniową, albo odmowę przyłączenia do sieci<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Można też sobie wyobrazić sytuacje mieszczące się w hipotezie tylko jednej z tych norm. I tak, przykładowo, może się zdarzyć, że przyłączenie danej instalacji nie jest możliwe, albowiem w sieci nie ma już jakichkolwiek niewykorzystanych zdolności przesyłowych. Nie jest zatem możliwe przyłączenie danej instalacji z jakąkolwiek mocą przyłączeniową. Wówczas zastosowanie znajdzie ust. 8d<sup>2</sup> p.e. Nie znajdzie natomiast zastosowania ust. 8d<sup>3</sup> p.e. Może się również zdarzyć, że w danym wypadku sieć oferuje zdolności przesyłowe niezbędne do przyłączenia danej instalacji, niemniej nie są spełnione warunki ekonomiczne przyłączenia, ze względu np. na zbyt wysokie koszty związane z realizacją samego przyłącza (z uwagi na odległość przyłączanej instalacji od sieci). W takim wypadku zastosowanie znajdzie wyłącznie art. 7 ust. 8d<sup>3</sup> p.e.

<sup>18</sup> Skądinąd i w tym przypadku nie sposób zrozumieć, dlaczego ta reguła została ograniczona przez ustawodawcę wyłącznie do przyłączenia OZE. Powinna mieć ona zastosowanie w przypadku przyłączenia wszystkich instalacji.

Nie można przyjąć, iż ustawodawca ustanowił dwie przeciwne sobie normy prawne<sup>19</sup>. Należy zatem poszukiwać wykładni, która pogodzi oba te przepisy. Otóż w przypadku, gdy zaistnieje sytuacja podpadająca pod hipotezy obu wyrażonych w nich norm, należy uznać, że przedsiębiorca sieciowy powinien z jednej strony powiadomić podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki, przy czym jeżeli podmiot ten wyrazi zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, przedsiębiorca winien wydać warunki przyłączenia, a jeżeli zgody tej nie udzieli – przedsiębiorca powinien odmówić ich wydania.

W obu jednak przypadkach przedsiębiorca sieciowy ma również obowiązek określenia planowanego terminu oraz warunków wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określenia terminu przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej (pierwotnie) wnioskowanej przez podmiot ubiegający się o przyłączenie. Innymi słowy, wydanie warunków przyłączenia przewidujących mniejszą moc przyłączeniową niż wnioskowana nie zwalnia przedsiębiorcy sieciowego z obowiązku rozbudowy lub modernizacji sieci w celu zaoferowania (w przyszłości) mocy przyłączeniowej pozwalającej na pokrycie pełnego zapotrzebowania podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

Również odmowa wydania warunków przyłączenia, wynikająca z braku zgody podmiotu ubiegającego się o przyłączenie na mniejszą moc przyłączeniową nie zamyka definitywnie sprawę. Przedsiębiorca sieciowy winien bowiem dokonać rozbudowy lub modernizacji sieci, która umożliwi wydanie tych warunków w przyszłości. Sekwencja działań jest więc taka, że w pierwszej kolejności przedsiębiorca sieciowy winien przyłączyć OZE z mniejszą mocą niż wnioskowana (jeżeli takie rozwiązanie jest akceptowalne dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie), a w drugiej – winien rozbudować lub zmodernizować sieć, w celu przyłączenia OZE z pełną wnioskowaną mocą. Zdaję sobie jednak sprawę, że przedstawiona propozycja wykładni nie jest wolna od kontrowersji i są też możliwe inne interpretacje. Ustawodawca nie zadbał bowiem o jasne określenie relacji między tymi dwoma przepisami.

## Konkluzje

Dodanie do art. 7 p.e. ustępów 8d<sup>2</sup> i 8d<sup>3</sup> zasługuje na krytyczną ocenę. Z jednej strony można zaryzykować tezę, iż przepisy te w niewielkim stop-

---

<sup>19</sup> S. Wronkowska, Z. Ziemiński, *Zarys teorii prawa*, Poznań 2001, s. 175.

niu ułatwią przyłączanie OZE. Regułę wyrażoną w pierwszym z nich już teraz można odnaleźć w orzecznictwie sądowym; drugi także nie wnosi rewolucyjnych zmian. Z drugiej zaś strony konstrukcja i redakcja owych przepisów rodzi istotne wątpliwości. Nie jest jasne, czy należy interpretować je *a contrario* (jeśli tak, to pogorszono zasady przyłączania instalacji innych niż OZE). Ponadto, sporna może być kwestia ich wzajemnej relacji. Może się okazać, że wątpliwości te w praktyce utrudnią przyłączanie OZE, zamiast spodziewanego ułatwienia tego procesu.

FILIP ELŻANOWSKI, JACEK PIECHA



## **Morskie farmy wiatrowe – analiza wybranych problemów w procesie inwestycyjnym**

Na wstępie niniejszego opracowania chcielibyśmy zaznaczyć, że trudno jest o diagnozę problemów występujących w jakiegokolwiek dziedzinie prawa, jeśli nie uwzględni się szeregu czynników zewnętrznych wobec prawa. Pierwszym z nich jest czynnik polityczny. Wiadomo nie od dziś, że prawo, a zwłaszcza prawo administracyjne, jest instrumentem wykorzystywanym do realizacji założeń politycznych. Kształt prawa jest bowiem zależny od woli politycznej ustawodawcy. Z drugiej zaś strony diagnozowania problemów wynikających z danego uregulowania prawnego muszą zawsze zostać osadzone w kontekście pewnej rzeczywistości społeczno-gospodarczej otaczającej adresata normy (w tym przypadku inwestora). Dla osoby trzeciej analizowana regulacja prawna może bowiem wydawać się spójna i przejrzysta, ale całą gamę problemów można dostrzec jedynie wówczas, kiedy jest się podmiotem zaangażowanym w procesie inwestycyjnym.

Wprowadzenie to miało na celu wskazanie z czego wynikają problemy, o których piszemy poniżej. Mogą one bowiem wydawać się niedostrzegalne przy pobieżnej analizie przepisów prawa. Stąd też należy wskazać szereg czynników, które stanowią kontekst, w którym będziemy się poruszać przedstawiając problemy wynikające z przepisów prawa regulujących proces inwestycyjny w morskie farmy wiatrowe.

W pierwszej kolejności należy wskazać na fakt, że do tej pory w Rzeczypospolitej nie realizowano tak znacznych inwestycji na polskich obszarach morskich. Konieczność ich przeprowadzenia wynika z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz

2003/30/WE (Dz. U. UE. L. 2009 r., nr 140, poz. 16 ze zm.), zgodnie z którą Rzeczpospolita Polska została zobowiązana do zwiększenia udziału energii ze źródeł energii odnawialnej, tak aby w 2020 r. docelowy udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto wynosił 15%. Faktycznie zaś realizacja choćby jednego projektu morskiej farmy wiatrowej pozwoli Polsce na dość znaczne zbliżenie się do osiągnięcia tego progu. Dwie najbardziej zaawansowane, realizowane dziś inwestycje na Morzu Bałtyckim, są planowane dla osiągnięcia mocy 1200 MW oraz 1045 MW. Realizacja takich projektów w ramach lądowych farm wiatrowych, z uwagi na szereg czynników środowiskowych (wietrzność, budowa terenu, gęstość zaludnienia, zalesienie etc.) wydaje się być niezwykle trudna, o ile nie niemożliwa. Stąd też na dzisiaj wydaje się nieuniknione zrealizowanie choćby jednego projektu w postaci morskiej farmy wiatrowej.

Kolejnym czynnikiem, który wpływa na realizację inwestycji jest ich kosztowność. Realizacja przedsięwzięcia w postaci lądowej farmy wiatrowej wynosi obecnie około 7 mln złotych za 1 MW<sup>1</sup>. Natomiast średni koszt realizacji 1 MW na wodach morskich (w przypadku Polski muszą one znajdować się co najmniej 22,22 km od brzegu) wynosi około 3,64 mln euro co daje około 15 mln złotych<sup>2</sup>. Jak widać, koszty realizacji morskiej farmy wiatrowej są ponad dwukrotnie większe. Z prostego wyliczenia – koszt realizacji inwestycji na morzu wynosi w przypadku wielkości farmy powyżej 1000 MW ponad lub około 4 mld euro. Można zatem stwierdzić, że inwestycje w morskie farmy wiatrowe są jednymi z najbardziej kosztownych inwestycji realizowanych w chwili obecnej w Polsce. Dla porównania można tylko wskazać, że średni koszt budowy jednego kilometra autostrady wynosi około 10 mln euro<sup>3</sup>.

Koszt realizacji tego typu inwestycji jest tak duży z uwagi na szereg czynników, takich jak turbiny wiatrowe oraz wieże na których są one posadowione, które są kosztami podstawowymi. Dodatkowo jednak konieczne jest przed rozpoczęciem procesu budowlanego morskiej farmy wiatrowej przeprowadzenie szeregu badań środowiskowych (w tym skomplikowanego badania dna morskiego). Z uwagi na fakt, że badania te dotyczą nie tylko obserwacji awifauny, ale również badanie życia morskiego oraz dokładne badania dna morskiego, można je przeprowadzać tylko w tzw. oknie pogo-

<sup>1</sup> *Energetyka wiatrowa w Polsce – Raport 2010*, [http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F2%252FEnergetyka\\_wiatrowa\\_w\\_Polsce2010.pdf](http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F2%252FEnergetyka_wiatrowa_w_Polsce2010.pdf). [data odczytu: 8 października 2013 r.].

<sup>2</sup> <http://morskiefarmywiatrowe.pl/strefa-rynku/koszty>. [data odczytu: 8 października 2013 r.].

<sup>3</sup> <http://www.gddkia.gov.pl/pl/a/12052/Polskie-autostrady-budowane-sa-za-srednia-europejska>. [data odczytu 8 października 2013 r.].

dowym, czyli w okresie, w którym czynniki atmosferyczne umożliwiają w miarę bezpieczne dokonywanie badań.

Całość wyżej przedstawionych problemów faktycznych ma wpływ na badanie obowiązujących norm prawnych pod kątem możliwości realizacji inwestycji w postaci morskiej farmy wiatrowej w Polsce.

Należy jeszcze wskazać w jaki sposób można zrealizować inwestycję polegającą na budowie morskiej farmy wiatrowej. Podstawową regulacją w tym zakresie jest ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (j.t. Dz. U. 2013 r., poz. 934 ze zm.; dalej: „UOM”). Ustawa ta została znowelizowana właśnie na potrzeby energetyki wiatrowej ustawą z dnia 26 maja 2011 r. o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. 2011 r., nr 134, poz. 778). Zgodnie z art. 23 ust. 1 UOM w przypadku braku planu zagospodarowania przestrzennego na wodach morskich, na wznoszenie sztucznych wysp i konstrukcji konieczne jest uzyskanie pozwolenia ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej.

Pozwolenie do nosi nazwę „pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń”, dla którego na potrzeby niniejszego opracowania przyjęliśmy skrót „PSzW”. Pozwolenie to ma charakter decyzji administracyjnej. Jednakże już proces wydawania pozwolenia jest jak na warunki postępowania administracyjnego dosyć długi. Zgodnie bowiem z art. 27 ust. 2, PSzW jest wydawane po uzyskaniu opinii przez ministrów właściwych do spraw gospodarki, kultury i dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej. Co prawda sama opinia nie ma charakteru wiążącego, co potwierdza również orzecznictwo<sup>4</sup>, jednakże wskazane powyżej organy mają 90 dni na jej wydanie.

W realiach oraz znanych instytucjach prawa administracyjnego jest to jeden z dłuższych okresów przewidzianych na wydanie opinii. Co więcej, zgodnie z art. 23 ust. 1a UOM zakazane jest wznoszenie i wykorzystywanie elektrowni wiatrowych na morskich wodach wewnętrznych oraz morzu terytorialnym. Fakt ten oznacza, że lokalizacja morskiej farmy wiatrowej może mieć miejsce tylko na wodach wyłącznej strefy ekonomicznej, która rozpoczyna się na granicy z wodami morza terytorialnego (zgodnie z art. 15 UOM), tj. 12 mil morskich od brzegu. Okoliczność ta znacznie podraża koszty przedsięwzięcia, z uwagi na konieczność instalacji długich kabli przesyłowych na (lub w) dnie morskim.

---

<sup>4</sup> Por. wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego z dnia 14 marca 2013 r., sygn. IV SA/Wa 1876/12, LEX 1303173.

PSzW pełni funkcję, którą w typowym „ładowym” procesie inwestycyjnym można porównać (uwzględniając oczywiście specyfikę obu tych decyzji) do decyzji o warunkach zabudowy, o której mowa w art. 59 ust. 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (j.t. Dz. U. 2012 r., poz. 647 ze zm.; dalej: „UPZP”). Samo uzyskanie PSzW jest dosyć kosztowne, albowiem zgodnie z art. 27b ust. 1 pobiera się określone opłaty. W sytuacji PSzW dla farm wiatrowych (z uwagi na fakt, że mogą one być lokalizowane tylko w wyłącznej strefie ekonomicznej) konieczne jest uiszczenie nie tylko równowartości 300 jednostek obliczeniowych (przy czym jednostką obliczeniową jest „Specjalne Prawo Ciągnięcia” – SDR określane przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy – 1 SDR wynosi obecnie około 4 złotych 70 groszy), ale oprócz tego należy uiścić dodatkową opłatę wynoszącą 1% wartości planowanego przedsięwzięcia. Opłata dodatkowa obliczana jest zgodnie z art. 27b ust. 1b UOM. Oznacza to, że wartość przedsięwzięcia obliczana jest poprzez branie pod uwagę ceny rynkowej urządzeń i usług niezbędnych do całkowitej realizacji przedsięwzięcia na dzień składania wniosku o wydanie PSzW.

Opłata dodatkowa ponoszona jest w sposób określony w art. 27b ust. 1 pkt 1-4. W pierwszej kolejności uiszcza się 10% z całkowitej opłaty dodatkowej w ciągu 90 dni od dnia, w którym decyzja PSzW stała się ostateczna. Następnie 30% pełnej kwoty opłaty dodatkowej w ciągu 30 dni od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, a w przypadku gdy decyzja taka nie jest wymagana w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto budowę przedsięwzięcia. Kolejne 30% pobiera się w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystywanie sztucznych wysp. Ostatnią część opłaty dodatkowej pobiera się w wysokości 30 % po 3 latach od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystywanie sztucznych wysp. Sankcją za niewniesienie opłat w terminie jest zgodnie z art. 27b ust. 1f UOM stwierdzenie utraty ważności PSzW. Biorąc pod uwagę powyższe oraz fakt, że szacowany koszt inwestycji to około 4 mld euro, to oznacza to, że opłata dodatkowa z tytułu uzyskania PSzW wynosi około 40 mln euro.

W kwestii ponoszenia opłat za wydane PszW, pomimo że wskazane wyżej reguły wydają się jasne, problem pojawia się w przypadku art. 27b ust. 1 pkt 2 UOM, czyli wniesienia opłaty w sytuacji, w której inwestor uzyskał ostateczną decyzję o pozwoleniu na budowę („PB”) przedsięwzięcia. Należy bowiem wskazać, że możliwe jest etapowanie inwestycji. Nie jest zatem konieczne uzyskanie jednego PB na całość przedsięwzięcia. Stąd też wynika pierwszy problem praktyczny z punktu widzenia nie tylko inwestora, ale również z punktu widzenia organów administracji publicznej. Sytuacja może bowiem wyglądać następująco: inwestor, ustalając wstępny plan rozsta-

wienia poszczególnych turbin, przed wystąpieniem o pozwolenie na budowę powinien działać równolegle w celu zapewnienia finansowania przedsięwzięcia. Z uwagi na dość wysoki koszt realizacji przedsięwzięcia trudno oczekiwać, że jakiś inwestor będzie w stanie ponieść te koszty, nie korzystając z różnego rodzaju kredytów inwestycyjnych. Konieczne jest zatem wykazanie podmiotom kredytującym, że inwestycja jest opłacalna. W przypadku realizacji projektów wiatrowych (zarówno na morzu, jak i na lądzie) warunkiem uzyskania finansowania od podmiotów trzecich jest wykazanie opłacalności inwestycji – a de facto jedyną możliwością wykazania tej okoliczności jest przeprowadzenie analizy wietrzności danego terenu. Innymi słowy – trzeba najpierw zbadać, jakie są warunki wietrzne (w jakich porach wiatr wieje i z jaką siłą), żeby wykazać opłacalność inwestycji.

Dla dokonania analizy wietrzności konieczne jest posadowienie masztu pomiarowego. Należy jednak mieć na uwadze, że posadowienie na morzu stacjonarnego masztu pomiarowego będzie wymagało uzyskania pozwolenia na budowę. Oczywiście dany podmiot powinien zrealizować takie przedsięwzięcie w ramach uzyskanego wcześniej PSzW. Jednakże w tym miejscu pojawia się problem czy wobec tego należy uiszczać dalszą część opłaty dodatkowej wymienioną w art. 27b ust. 1 pkt 1 UOM? Można wskazywać, że ustawodawca posłużył się terminem „decyzja o pozwoleniu na budowę przedsięwzięcia”, a zatem z pewnością nie wchodzi tutaj w grę rozważanie PB na budowę masztu pomiarowego.

Można jednak wskazać i inną sytuację. Z uwagi na fakt, że przedsięwzięcia w postaci morskich farm wiatrowych mogą być etapowane (co wynika z dotychczas wydanych PSzW) to możliwe jest rozłożenie właściwej inwestycji na założmy 3 etapy. Założmy, że PSzW przewiduje realizację farmy wiatrowej o wielkości do 1050 MW. W pierwszej kolejności inwestor uzyskuje PB na 500 MW, następnie na kolejne 500 MW jako II etap inwestycji. Po realizacji tych dwóch etapów może już korzystać z tych dwóch elementów. Dla III etapu pozostaje więc wydanie PB na 50 MW. Inwestor jednak zakłada, że nie będzie realizował pozostałych 50 MW. W takim razie powstaje pytanie w jaki sposób należy pobrać opłatę, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt. 2 UOM?

Pytanie takie jest niezmiernie zasadne zarówno z punktu widzenia inwestora, jak również z punktu widzenia organu administracji publicznej zobowiązanego do pobierania opłat dodatkowych, zwłaszcza wówczas gdy możliwe jest wydawanie kilku pozwoleń na budowę w ramach etapowania przedsięwzięcia. Kwestia ta jest o tyle istotna, że chodzi tutaj o kwoty rzędu 12 mln euro. Wykładając literalnie przepis art. 27b ust. 1 pkt 2 UOM, trzeba wskazać, że opłata taka jest wymagana, gdy „decyzja o pozwoleniu na bu-

dowę przedsięwzięcia stała się ostateczna". Przepis ten można rozumieć zatem na dwa sposoby. Pierwsze rozumienie jest takie, że opłata jest pobrana w sytuacji, gdy decyzja o pozwoleniu na budowę obejmie swoim zakresem całość przedsięwzięcia. Przemawia za tym fakt, że przepis wyraźnie stanowi o „przedsięwzięciu”, nie zaś o „przedsięwzięciach” bądź „części przedsięwzięcia”. Odnosi się więc do całości przedsięwzięcia określonego w sentencji PSzW.

Z drugiej zaś strony można przepis ten rozpatrywać w kategoriach celowości. Należy zauważyć, że zgodnie z treścią art. 27b ust. 1 UOM zdanie drugie „Opłatę w wysokości stanowiącej równowartość 300 jednostek obliczeniowych pobiera się przed wydaniem pozwolenia, a dodatkową opłatę pobiera się w następujący sposób:[...]” Świadczy to nie o możliwości działania administracji, ale o obowiązku poboru opłat. Podobna sytuacja (uwzględniając oczywiście odmienną specyfikę) zachodzi w sytuacji poboru opłaty z tytułu renty planistycznej, o której mowa w art. 36 ust. 4 UPZP.

Dla jasności warto wyjaśnić, że w sytuacji gdy w związku z uchwaleniem planu miejscowego wartość nieruchomości wzrosła, to w przypadku jej zbycia wójt jest obowiązany pobrać jednorazową opłatę. Opłata ta stanowi określony procent (stawka procentowa) od różnicy między wartością nieruchomości przed uchwaleniem planu a wartością nieruchomości po uchwaleniu planu. Stawka procentowa, o której mowa określana jest w planie miejscowym. Zgodnie z art. 36 ust. 4 UPZP stawka ta nie może być wyższa niż 30%. Ustawodawca nie określa jednak minimalnej stawki. Wobec określenia tylko maksymalnej stawki, należy przyjąć, że możliwe jest również ustalenie stawki na poziomie 0%. Jednakże orzecznictwo przyjęło zupełnie inny pogląd. Wskazało bowiem, że nie jest legalnym działaniem uchwalenie stawki 0%, albowiem wówczas wójt nie byłby uprawniony do pobrania jednorazowej opłaty. Z art. 36 ust. 4 UPZP wynika jednoznacznie, że wójt „pobiera jednorazową opłatę”<sup>5</sup>.

Jak potwierdza orzecznictwo, skoro w podobnej sytuacji istnieje obowiązek pobrania opłaty, to należałoby uznać, że opłatę o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt. 2 UOM organ powinien pobierać od każdej ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę, odnosząc się do wartości określonego w nim przedsięwzięcia. W innym przypadku organ może bowiem narazić się na zagrożenie polegające na niepobraniu tej opłaty w ogóle, na przykład w sytuacji gdyby PSzW wydane zostało na przedsięwzięcie polegające na budowie morskiej farmy wiatrowej o mocy 1050 MW, a inwestor zrealizo-

<sup>5</sup> Por. np. wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 3 października 2006 r., sygn. II OSK 1041/06, LEX 289039; zob. również wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 30 marca 2011 r., sygn. II OSK 2504/10, LEX 1080233.

wałby w dwóch etapach farmę o mocy 1000 MW, a przewidywanego ostatniego etapu o mocy pozostałych 50 MW z różnych przyczyn nie byłby w stanie zrealizować. Należy jednak zastrzec, że kwestia ta nie była do tej pory poruszana w doktrynie i jest to autorskie spojrzenie na przepis art. 27b ust. 1 UOM poparte dotychczasowymi doświadczeniami. Wydaje się jednak, że dla dokładnego wyjaśnienia podniesionego problemu konieczna jest interwencja ustawodawcy, która doprecyzowałaby przepis o którym mowa.

Innym (nie mniej istotnym z punktu widzenia inwestora) jest problemem czasowego ograniczenia PSzW. Zgodnie bowiem z art. 23 ust. 6a UOM „jeżeli w ciągu 6 lat od dnia wydania pozwolenia, o którym mowa w ust. 1 [tj. PSzW - przyp. autorzy] podmiot, któremu udzielono pozwolenia, nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości lub części etapowanego przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem, organ który wydał pozwolenie stwierdza, w drodze decyzji, wygaśnięcie tego pozwolenia.” Ustawodawca zapewne w ten sposób chciał uzyskać gwarancję szybkości procesu inwestycyjnego w zakresie powstawania między innymi morskich farm wiatrowych, dla zrealizowania zobowiązań Polski wynikających z dyrektywy 2009/28/WE. Należy jednak wskazać, że faktyczne prace zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę od uzyskania PSzW, nie wliczając w to długości ewentualnych postępowań odwoławczych, trwają ponad 5 lat. Należy w to wliczyć prace techniczne związane z planowanym rozstawieniem turbin, badania środowiskowe, ewentualne przeformułowanie rozstawienia turbin w związku z uzyskanymi badaniami środowiskowymi oraz procedury związane z koniecznością uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia.

Jak widać, dla omawianego typu inwestycji sześć lat nie jest okresem zbyt długim. Ustawodawca dopuszcza jednak możliwość przedłużenia obowiązywania PSzW na podstawie art. 23 ust. 6b UOM. Zgodnie z tym przepisem „Jeżeli nie później niż 60 dni przed upływem 6 lat od dnia wydania pozwolenia, o którym mowa w ust. 1, podmiot, któremu udzielono pozwolenia, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę, termin, o którym mowa w ust. 6a, zostaje przedłużony na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął 6-letni termin od dnia wydania pozwolenia, o którym mowa w ust. 1.” O ile w przytoczonym przepisie został nałożony na organ administracji publicznej obowiązek przedłużenia obowiązywania PSzW (sformułowanie: „zostaje przedłużony”), o tyle dość enigmatycznie zostały wskazane warunki niezbędne do uznania możliwości takiego działania przez organ.

Wskazuje się bowiem, że inwestor ma obowiązek wyjaśnić na piśmie oraz złożyć dokumenty „potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę”.

Trudno jednoznacznie określić jakie czynności są niezbędne do wydania PB. Czy jest to uzyskanie decyzji środowiskowej, czy może już przygotowanie dokładnego projektu budowlanego? W naszym przekonaniu wystarczającą czynnością wykazującą, że podjęto czynności zmierzające do uzyskania PB, jest wystąpienie o decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach. Jej uzyskanie bowiem w jednoznaczny sposób ujawnia wolę inwestora do realizacji inwestycji. Dlaczego zatem mówimy o wystąpieniu z wnioskiem o wydanie tej decyzji? Jest to interpretacja zdecydowanie korzystna dla inwestora. Konieczne jest bowiem wskazanie, że w trakcie trwania procedury środowiskowej właściwy organ wydaje postanowienie o zakresie raportu o oddziaływaniu inwestycji na środowisko. Po uzyskaniu takiego postanowienia inwestor zobowiązany zostaje do przedstawienia raportu o oddziaływaniu inwestycji na środowisko. W raporcie tym powinny być poruszone i wyjaśnione wszystkie kwestie przedstawione w postanowieniu o zakresie raportu.

Zgodnie z art. 63 ust. 5 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. 2008 r., nr 199, poz. 1227 ze zm.), w takiej sytuacji organ przeprowadzający procedurę środowiskową zawiesza postępowanie do czasu przedłożenia przez wnioskodawcę raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Obowiązek sporządzenia raportu spoczywa na Inwestorze. W sprawie budowy morskich farm wiatrowych czas przeprowadzania badań środowiskowych, jak już wskazano, jest uzależniony w dużej mierze od panujących warunków atmosferycznych. Zatem czas potrzebny do rzetelnego zrealizowania badań, które dostarczą odpowiednich materiałów do sporządzenia raportu może być bardzo długi.

Stąd też wydaje się nam, że już wniosek o wydanie decyzji środowiskowej oraz ewentualnie przygotowanie się inwestora do realizacji badań środowiskowych należy uznać za czynności wyczerpujące znamiona „czynności zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę”, o których mowa w art. 23 ust. 6b UOM. Teza taka oparta jest na argumentie prakseologicznym, albowiem podzielenie innych bardziej restrykcyjnych tez w tym zakresie może spowodować niemożliwość skorzystania z udzielonego PSzW, zwłaszcza w kontekście podstawowego (sześcioletniego) terminu obowiązywania tej decyzji.

Innym elementem budzącym od strony praktycznej sporo kontrowersji jest treść przepisu art. 27b ust. 3 *in fine* UOM. Zdanie to stanowi dość znaczną barierę dla realizacji inwestycji z punktu widzenia inwestora oraz wbrew pozorom, w naszym przekonaniu, nie realizuje szeroko rozumianego interesu publicznego (w tym interesu państwowego). Chodzi mianowicie o część wskazanego przepisu, która brzmi: „prawa wynikające z pozwolenia nie mogą być przenoszone na inne podmioty.” Przed dokładnym omówieniem problemu konieczne wydaje się zwrócenie uwagi na pewne ukształtowane już poglądy doktryny. Z uwagi na fakt, że PSzW ma charakter decyzji administracyjnej, oznacza to, że jest poddane pewnym rygorom reżimu administracyjnoprawnego.

Decyzja ta jest doskonałym przykładem realizacji funkcji reglamentacyjnej przez administrację publiczną. Działalność reglamentacyjna wywiera bowiem wiążący wpływ na podmioty zewnętrzne wobec administracji publicznej w różnych formach, np. przez zakazy, nakazy czy właśnie pozwolenia. Stosowanie tego typu zachowań we współczesnym państwie usprawiedliwione jest koniecznością ochrony interesu publicznego. W niniejszej kwestii reglamentacji podlegają bowiem prawa do określonego terytorium morskiego, będącego częścią terytorium Rzeczypospolitej. Z uwagi na fakt, że powierzchnia ta jest znacznie ograniczona, państwo musi brać czynny udział polegający na powierzaniu określonej części tej powierzchni do zagospodarowania przez podmioty prywatne. Co więcej, w naszym przekonaniu powierzenie takich praw podmiotom zewnętrznym musi być poprzedzone dokładną analizą interesu publicznego w konkretnej sprawie.

Konieczne w odniesieniu do omawianego problemu wydaje się również zwrócenie uwagi na fakt, że w doktrynie podnosi się, że co do zasady decyzje wydane określonym adresatom są nieprzenaszalne. W przepisach prawa administracyjnego materialnego brakuje bowiem ogólnej regulacji następstwa prawnego. W konsekwencji tego, jak wskazuje doktryna „w tej części prawa jako zasadę ogólną należy sformułować niedopuszczalność następstwa prawnego. Decydującą rolę odgrywa w tym zakresie charakter stosunku administracyjnoprawnego materialnego. Wzajemna relacja co najmniej dwóch podmiotów, oparta na przepisach tego prawa, której treścią są uprawnienia i obowiązki, wskazuje na osobisty przymiot tych ostatnich”<sup>6</sup>. Co więcej, cecha ta ma co do zasady charakter bezwzględny, albowiem „żadna ze stron nie może z góry rezygnować z uprawnień przysługujących

---

<sup>6</sup> G. Łaszczycza, C. Martysz, A. Matan, *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*, LEX/el 2010, komentarz do art. 30; por. też M. Jaśkowska, A. Wróbel, *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*, Kraków 2000, s. 268.

jej w ich obrębie ani – bez szczególnego upoważnienia ustawowego – przenieść je na kogoś innego [...]. Wszelkie bowiem uprawnienia i obowiązki wypływają tu z prawa przedmiotowego i w czasie trwania konkretnych stosunków prawnych, póki nie ulegnie zmianie ich podstawa prawna lub sytuacja faktyczna, na której są oparte, może być aktualna tylko ich wykładnia, ale nie ich modyfikacja”<sup>7</sup>. Oczywiście wyjątek w tym zakresie może ustanowić ustawodawca przez wprowadzenie wyraźnego przepisu. Tezę taką prezentuje również orzecznictwo<sup>8</sup>.

Uzyskanie PSzW daje inwestorowi uprawnienie do ubiegania się o wydanie pozwolenia na budowę. Należy jednak zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 27b ust. 3 *in fine* UOM., PSzW daje podmiotowi w nim wymienionemu także prawo korzystania z polskiego obszaru morskiego do celów określonych w pozwoleniu. Gdyby bowiem porównać instytucję PSzW do decyzji o warunkach zabudowy z UPZP, to już na pierwszy rzut oka widać tutaj pewną różnicę. Mianowicie, zgodnie z art. 63 ust. 2 UPZP decyzja o warunkach zabudowy nie rodzi żadnych praw do terenu. Występując więc o pozwolenie na budowę inwestor musi, uwzględniając art. 32 ust. 4 pkt 2 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (j.t. Dz. U. 2010 r., nr 243, poz. 1623 ze zm.) oświadczyć, że dysponuje prawem do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. W sytuacji realizacji inwestycji na morzu, funkcję dokumentu potwierdzającego prawo inwestora do dysponowania danym terenem pełni właśnie PSzW. Oznacza to, że z tego pozwolenia wynikają nie tylko uprawnienia inwestora do zagospodarowania terytorium morskiego, ale również jest to dokument potwierdzający prawo do dysponowania tą częścią terytorium Rzeczypospolitej. Należy więc stwierdzić, że prawa wynikające z PSzW mają również ściśle materialny charakter.

Odnosząc się do wskazanych wyżej kwestii, konieczne jest również wskazanie sytuacji inwestora, który nie działa przecież w próżni, ale znajduje się w konkretnej otaczającej go rzeczywistości społeczno-gospodarczej. Grupy kapitałowe często tworzą spółki zależne, o których mowa w art. 4 § 1 pkt 4 ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (j.t. Dz. U. 2013r., poz. 1030; dalej: KSH), w celu sprawnego zarządzania procesami. Często zdarza się jednak, że procesy inwestycyjne po dokonaniu pewnych podstawowych czynności przenoszone są na szczebel wyższy (np. spółkę zależną przejmuje podmiot dominujący w procedurze łączenia spółek o któ-

<sup>7</sup> J. Filipek, *Stosunek administracyjnoprawny*, ZNUJ CLXXXVII, Prace Prawnicze, z. 34, Kraków 1968, s. 112.

<sup>8</sup> Por. wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 17 kwietnia 2002 r., sygn. IV SA 1478/00, LEX 657088.

rej mowa w art. 492 § 1 pkt 1 KSH). W takiej sytuacji, zgodnie z art. 494 § 1 i 2 KSH, wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej przechodzą na spółkę przejmującą. Co więcej, ustawodawca wyraźnie wskazuje, że na spółkę przejmującą przechodzą w szczególności „zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej”.

W przypadku PSzW jednak wątpliwe jest, że prawa i obowiązki zeń wnikające mogą przejść na inne podmioty. Jest tak dlatego, że ustawodawca wyraźnie wskazał w przytoczonym już art. 27b ust. 3 *in fine*, iż prawa wnikające z PSzW nie mogą być przenoszone na inne podmioty. To z kolei powoduje konkretne problemy po stronie inwestora. Wydaje się, że przepis, o którym mowa miał na celu zapobieżenie, znanemu z realizacji inwestycji lądowych, zjawisku „handlu projektami”, czyli odsprzedawaniu gotowych projektów przeznaczonych do realizacji. Co więcej, można sądzić, że ustawodawca chciał w ten sposób zabezpieczyć interes państwa przed niekontrolowanym zbyciem PSzW, co mogłoby zaszkodzić bezpieczeństwu państwa. Jednakże tak restrykcyjne ujęcie zakazu wydaje się uregulowaniem nadmiernie uderzającym w inwestora. W tym zakresie konieczna wydaje się interwencja ustawodawcy. W naszym przekonaniu zasadne byłoby uregulowanie możliwości przenoszenia praw wynikających z PSzW za zgodą organów administracji państwowej. Brak takiej możliwości może bowiem uderzyć w interes państwa w taki sposób, że żadna morska farma wiatrowa na terytorium RP nie powstanie.

Kończąc niniejszy artykuł, wypada zwrócić uwagę na szereg kwestii. Po pierwsze, jak wskazano powyżej realizacja inwestycji polegającej na budowie morskiej farmy wiatrowej jest dużo bardziej skomplikowana niż posadowienie takiej farmy na lądzie. Składają się na to nie tylko złożoność takiej inwestycji, jej kosztowność, ale również często zbyt niechlujnie stanowione prawo. Pokazuje to jasno chociażby niefortunny zakaz przenoszenia praw wynikających z PSzW. W naszym przekonaniu, przygotowanie państwa do realizacji inwestycji o znaczeniu strategicznym z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego wymaga nie tylko opracowania spójnych koncepcji i założeń. Wymaga również odpowiedniego przygotowania technicznego w postaci ustanowienia przejrzystego, jasnego dla inwestorów prawa powszechnie obowiązującego. Wydaje się nam, że dzisiejszy stan prawny nie odpowiada tym wymogom, z uwagi na szereg kontrowersji w stosowaniu prawa. Warto również zwrócić uwagę na fakt, że realizacja inwestycji w postaci morskiej farmy wiatrowej leży nie tylko w interesie przedsiębior-

ców, ale również w interesie samego państwa. Dla rzeczywistego umożliwienia realizacji wskazanej inwestycji konieczne wydają się zmiany UOM, chociażby w tym zakresie, który wskazaliśmy w powyższym artykule. W innym przypadku może to oznaczać, że inwestycje takie zostaną porzucone, a Rzeczpospolita nie będzie w stanie zapewnić swoim obywatelom realnego bezpieczeństwa energetycznego.

BARTŁOMIEJ DERSKI



## **System wsparcia produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – kierunki zmian**

### **Wstęp**

Polski ustawodawca stoi przed koniecznością podjęcia kluczowej dla dalszego rozwoju energetyki odnawialnej decyzji. Musi zdecydować o nowym mechanizmie wsparcia odnawialnych źródeł energii (OZE), ponieważ istniejący ujawnił wady konstrukcyjne, które przesądziły o jego nieskuteczności. Co więcej, powinien także poprawić istniejący system na tyle, aby nie doprowadził do bankructwa funkcjonujących już na rynku producentów energii z OZE. Po trzecie jest zobowiązany do dokończenia implementacji unijnej dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: dyrektywa 2009/28/WE)<sup>1</sup>. W niniejszej pracy dokonano przeglądu okresu wsparcia energetyki odnawialnej w Polsce począwszy od przyjęcia ustawy – Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. Szerzej scharakteryzowano najważniejsze elementy istniejącego systemu, wraz z jego wadami i próbą naprawy sytuacji. Ostatnią, obszerną część poświęcono omówieniu najważniejszych wersji projektu ustawy o OZE, publikowanych w latach 2011-2014, wraz z ostatnią wersją przyjętą przez rząd 11 czerwca 2014 r. i skierowaną do Sejmu, przewidującą całkowicie nowy aukcyjny mechanizm wsparcia energetyki odnawialnej.

---

<sup>1</sup> Dyrektywa 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, (Dz. Urz. UE nr L 140 z dnia 5 czerwca 2009 r.).

## Ewolucja systemu wsparcia OZE w Polsce w latach 1997-2013

Rozwój odnawialnych źródeł energii od wielu lat zajmuje kluczowe miejsce w polityce energetycznej Unii Europejskiej<sup>2</sup>. Przesądziły o tym m.in. kryzysy naftowe i pogarszający się bilans handlowy Wspólnoty, związany z importem paliw kopalnych, a także chęć stymulowania rozwoju technologicznego oraz dbałość o środowisko i obawy o wpływ emisji gazów cieplarnianych na klimat.

Także w Polsce po 1989 r. szybko zdano sobie sprawę, że zmiany w wysokoemisyjnym sektorze energetycznym, opartym niemal w całości na spalaniu węgla, są niezbędne. Chociaż warto przy tym zauważyć, że już ustawodawstwo okresu PRL popierało rozwój OZE (małe cieki wodne, energię słońca i wiatru oraz biogazu)<sup>3</sup>. Zaraz po transformacji, w 1990 r., Sejm podjął uchwałę w sprawie Polityki energetycznej Polski do 2010 r., w której uznał „zmniejszenie udziału paliw stałych, a zwiększenie udziału paliw węglowodorowych i różnych rodzajów energii odnawialnych” za jeden z podstawowych priorytetów państwa, wymagający szybkich rozwiązań legislacyjnych<sup>4</sup>. Główną przesłanką zmian była ochrona środowiska i potrzeba restrukturyzacji gospodarki.

W ustawie – Prawo energetyczne z 1997 r. zdefiniowano odnawialne źródła energii (definicja była później wielokrotnie zmieniana) i zobowiązano Radę Ministrów do uwzględnienia ich rozwoju w założeniach polityki energetycznej państwa. Minister Gospodarki zyskał także uprawnienie do nałożenia na spółki obrotu energią elektryczną i ciepłem obowiązku zakupu energii i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych<sup>5</sup>, zamienione następnie w obowiązek wydania takiego rozporządzenia<sup>6</sup>. Obowiązujące od 1 stycznia 2001 r. rozporządzenie w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych

---

<sup>2</sup> Por. np.: Resolution on a Community action plan for renewable energy sources (Dz. Urz. WE C 211 z dnia 22 lipca 1996, str. 27) z 4 lipca 1996 r.; Communication from the Commission: Energy for the future: Renewable sources of energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan, COM(97)599 final z 26 listopada 1997 r. czy Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply COM(2000)0769 final.

<sup>3</sup> Zob. m.in. art. 6 ustawy o gospodarce energetycznej z 1984 r. (Dz. U. Nr 21, poz. 96).

<sup>4</sup> Uchwała Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 9 listopada 1990 r. w sprawie założeń polityki energetycznej Polski do 2010 r. (M.P. Nr 43, poz. 332).

<sup>5</sup> Por. art. 3 pkt 21, art. 15 pkt 7 i art. 9 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348).

<sup>6</sup> Art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555).

[...] <sup>7</sup> określiło obowiązek spółek obrotu energią elektryczną zakupu energii z OZE w wysokości od 2,4 proc. w 2001 r. do 7,5 proc. w 2010 r. i latach kolejnych (por. tab. 1). Nie zdefiniowano jednocześnie ceny zakupu, chociaż w wydanym rok wcześniej rozporządzeniu określono ją w wysokości najwyższej stawki taryfowej sprzedaży energii elektrycznej w danym przedsiębiorstwie energetycznym<sup>8</sup>.

**Tabela 1.** Obowiązek zakupu energii z OZE w stosunku do rocznej sprzedaży energii (rozporządzenie z 2001 r.)<sup>9</sup>

| Rok               | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 i nast. |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|
| Obowiązek OZE [%] | 2,4  | 2,5  | 2,65 | 2,85 | 3,1  | 3,6  | 4,2  | 5,0  | 6,0  | 7,5          |

Obowiązujący do kwietnia 2004 r. system nie przyniósł oczekiwanych rezultatów. Poza dwiema większymi farmami wiatrowymi o łącznej mocy 48 MW nie powstały żadne znaczące źródła OZE. Produkcja „zielonej” energii utrzymywała się na podobnym poziomie, podlegającym fluktuacji jedynie ze względu na warunki hydrologiczne, ponieważ niemal całą produkcję generowały stare, dawno zamortyzowane elektrownie wodne. Wzrost produkcji przyniosło dopiero zakwalifikowanie do OZE energii ze spalania wielopaliwowego biomasy (współspalania) w 2004 r. Produkcję „zielonej” energii w tej technologii szybko podjęli najwięksi producenci prądu (elektrownie: Opole, Połaniec, Stalowa Wola, ZE Dolna Odra, i PKE). Nie przyczyniło się to jednak do wzrostu mocy zainstalowanej w systemie, ponieważ biomasa w procesie współspalania zastąpiła część węgla zużywanego w istniejących blokach energetycznych<sup>10</sup>. Te problemy rozwoju OZE nie zostały zresztą wyeliminowane do dzisiaj (o czym dalej).

<sup>7</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336).

<sup>8</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 13, poz. 119).

<sup>9</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r.

<sup>10</sup> K. Giermek, W. Włodarczyk, *Rozwój odnawialnych źródeł energii w latach 1999-2004 – ocena mechanizmów wspierania*, „Biuletyn URE” 2005 Nr 1 (39), 3 stycznia 2005, s. 32-34.

Z dniem wejścia Polski do Unii Europejskiej został wprowadzony, wymieniany w dyrektywie 2001/77/WE<sup>11</sup>, system świadectw pochodzenia energii z OZE (tzw. zielonych certyfikatów). Chociaż przez pewien czas ustawodawca starał się łączyć obrót nimi z obrotem energią, której wyprodukowanie one potwierdzały, to ostatecznie zrezygnował z takiego rozwiązania. Rozdzielono zakup samej energii (tzw. „czarnej”) od zakupu praw majątkowych potwierdzających jej pochodzenie z OZE<sup>12</sup>.

Wprowadzenie rejestru świadectw pochodzenia pozwoliło także na „rozdzielanie” wielkości potwierdzonych megawatogodzin produkcji z OZE, co pierwotnie nie było możliwe i nastęrczało spółkom obrotu i wytwórcom energii z OZE trudności. Poprawiło to efektywność funkcjonowania rynku. Pozwoliło m.in. wytwórcom energii ze źródeł innych niż OZE, sprzedającym energię odbiorcom końcowym, na realizację obowiązku wspierania „zielonej” energetyki, bez konieczności kupowania samej energii w miejsce części własnej produkcji. Przepisy wykonawcze do nowej ustawy podniosły ponadto obowiązek umarzania świadectw pochodzenia, dostosowując go do zobowiązania akcesyjnego Polski – udziału 15 proc. energii ze źródeł odnawialnych (łącznie w energii elektrycznej, ciepłej i transporcie) w końcowym zużyciu energii w 2020 r. (por. tab. 2).

**Tabela 2.** Obowiązek umorzenia zielonych certyfikatów w stosunku do rocznej sprzedaży energii (rozporządzenie z 2004 r.)<sup>13</sup>

| Rok               | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Obowiązek OZE [%] | 3,1  | 3,6  | 4,3  | 5,4  | 7,0  | 9,0  | 9,0  | 9,0  | 9,0  | 9,0  |

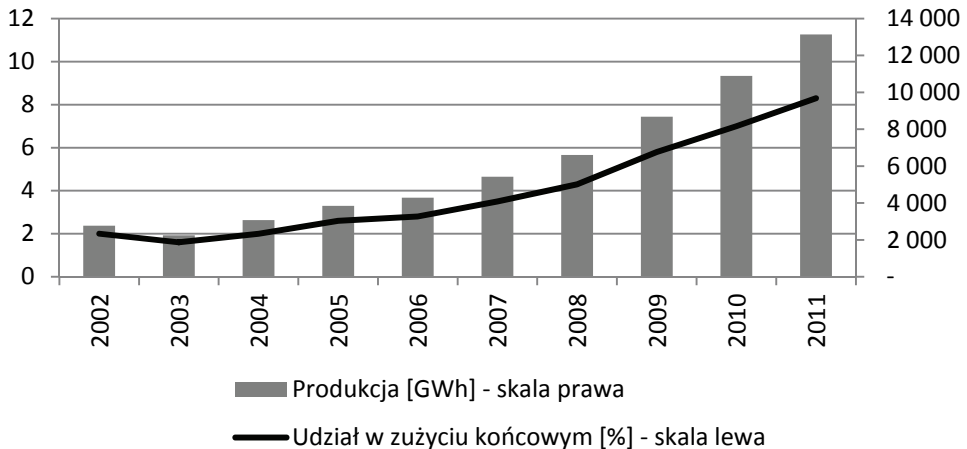
W kolejnych latach rozwój energetyki odnawialnej przyspieszył dzięki ustabilizowaniu się systemu i relatywnie wysokim cenom gwarantowanym zakupu energii (od 2009 r. przekraczająca 190 zł/MWh) i zielonych certyfikatów (przed załamaniem się rynku w połowie 2012 r. ich cena dochodziła do 280 zł/MWh) oraz taniejącym technologiom OZE (por. rys. 1). System

<sup>11</sup> Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. WE L 283 z dnia 27 października 2001 r.

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 91, poz. 875).

<sup>13</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 267, poz. 2656).

wsparcia, z niewielkimi zastrzeżeniami, został pozytywnie oceniony przez Najwyższą Izbę Kontroli. W wystąpieniu pokontrolnym NIK, podobnie jak od kilku lat Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) podnosił, że nie spełnia zasad efektywności system, w którym każda technologia może liczyć na taki sam poziom wsparcia, chociaż różnią się między sobą kosztami nawet kilkakrotnie<sup>14</sup>.



**Rysunek 1.** Produkcja i udział energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2002-2011

[Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS<sup>15</sup>]

W ciągu kilku lat modyfikowano poszczególne elementy systemu wsparcia OZE. Zmieniano m.in. definicję biomasy, a także jej wymaganą strukturę (podział pomiędzy tzw. biomasę agro i leśną). Ponownie zmieniano także ścieżkę dochodzenia do celu udziału OZE w 2020 r. Ostatnia przyjęta ścieżka, chociaż przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki zakładają już możliwość kolejnej zmiany<sup>16</sup>, przedstawia się jak w tabeli 3.

<sup>14</sup> *Rozwój i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii elektrycznej*, NIK, Warszawa 2012, s. 13.

<sup>15</sup> *Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 r.*, GUS, Warszawa 2012, s. 62.

<sup>16</sup> W przypadku pozytywnej notyfikacji Komisji Europejskiej ulg dla odbiorców przemysłowych (zwolnienia z części obowiązku zakupu świadectw pochodzenia) popyt na tzw. zielone certyfikaty spadnie. Jednym z rozważanych w Ministerstwie Gospodarki scenariuszy jest zrekompensovanie tej luki podniesieniem obowiązku umarzania świadectw w stosunku do wszystkich odbiorców. Por. B. Derski, *Wzrośnie obowiązek zakupu energii z OZE*, <http://www.cire.pl/item,72081,1,0,0,0,0,0,wzrosnie-obowiazek-zakupu-energii-z-oze.html>, dostęp 18.02.2013.

**Tabela 3.** Obowiązek umorzenia zielonych certyfikatów w stosunku do rocznej sprzedaży energii (rozporządzenie z 2012 r.)<sup>17</sup>

| Rok               | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Obowiązek OZE [%] | 10,4 | 12,0 | 13,0 | 14,0 | 15,0 | 16,0 | 17,0 | 18,0 | 19,0 | 20,0 |

Ostatnią istotną zmianą systemu wsparcia „zielonej” energetyki była nowelizacja Prawa energetycznego z 26 lipca 2013 r. (tzw. mały trójpak energetyczny)<sup>18</sup>. Ustawa wyodrębniła w ramach OZE dwie kategorie instalacji:

1) mikroinstalacja – OZE o łącznej mocy zainstalowanej maks. 40 kW elektrycznych (przyłączone do sieci poniżej 110 kV) lub 120 kW termicznych,

2) mała instalacja – OZE o łącznej mocy zainstalowanej od 40 kW do 200 kW elektrycznych (przyłączone do sieci poniżej 110 kV) lub od 120 kW do 600 kW termicznych.

Wytwórcy energii w mikroinstalacjach zostali zwolnieni z obowiązku prowadzenia działalności gospodarczej i koncesjonowania. Ustawodawca zdecydował jednak o obniżeniu im gwarantowanej ceny zakupu energii do 80 proc. ceny z rynku konkurencyjnego w poprzednim roku (wobec 100 proc. dla pozostałych OZE). Obowiązek zakupu spoczywa na sprzedawcy z urzędu. Wytwórcy nie korzystają ponadto ze wsparcia kolorowymi certyfikatami. Mały trójpak wprowadził także preferencyjne warunki przyłączania mikroinstalacji do sieci. Zgodnie z proponowanymi przepisami są one zwolnione z opłaty przyłączeniowej (wcześniej od przyłączenia instalacji OZE o mocy do 5 MW pobierana była połowa opłaty, a od pozostałych całość kosztów przyłączenia). Wymagane dokumenty ograniczono jedynie do obowiązku przedłożenia wniosku o przyłączenie i tytułu prawnego do nieruchomości, na której jest ono planowane.

Ustawa znoveelizowała ponadto Prawo budowlane. Nowe przepisy wprost określają, że montaż pomp ciepła, urządzeń fotowoltaicznych (do 40 kW) oraz wolnostojących kolektorów słonecznych nie wymaga pozwolenia

<sup>17</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. poz. 1229).

<sup>18</sup> Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 984).

na budowę. Warto tutaj jednak zwrócić uwagę, że wprowadzenie tego przepisu było w trakcie prac parlamentarnych przedmiotem sporu, ponieważ do tej pory istniała niepewność, czy takie i większe instalacje wymagają pozwolenia na budowę. Obecny stan prawny może być interpretowany jako, *a contrario*, obowiązek dla większych niż 40 kW instalacji.

## Istniejące wsparcie energetyki odnawialnej i potrzeba zmian

Wypracowany w ciągu blisko 15 lat system wsparcia wytwórców energii ze źródeł odnawialnych opiera się na wielu elementach, z których najważniejsze, zawarte w ustawie – Prawo energetyczne to:

1) obowiązek zakupu z urzędu energii z OZE przez sprzedawcę na terenie którego instalacja została przyłączona do sieci;

2) obowiązek operatorów sieci elektroenergetycznych do zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej z OZE;

3) pobieranie połowy opłaty za przyłączenie źródeł o mocy elektrycznej do 5 MW;

4) zwolnienie źródeł o mocy do 5 MW z opłat (m.in. skarbowej za wydanie koncesji, rocznej koncesyjnej, za wpis do rejestru świadectw pochodzenia i dokonywane w nim zmiany);

5) przyznawanie producentom energii z OZE zielonych certyfikatów za wyprodukowaną jednostkę „zielonej” energii wraz z kwotowym obowiązkiem ich umarzania przez przedsiębiorstwa obrotu lub bezpośrednio odbiorców końcowych, albo uiszczenia opłaty zastępczej;

6) preferencyjne warunki bilansowania handlowego farm wiatrowych i pokrywania kosztów z tym związanych w taryfie przesyłowej.

Okres obowiązywania systemu pokazał też kilka istotnych wad. Do najważniejszych z nich należą:

1) możliwość tzw. bankowania zielonych certyfikatów (uiszczania opłaty zastępczej zamiast umarzania posiadanych świadectw pochodzenia) na kolejne okresy, co rodzi ryzyko ich skumulowania i nadpodaży;

2) brak ceny minimalnej zielonych certyfikatów, co rodzi ryzyko krótko- i średniookresowej utraty ich wartości niemal do zera;

3) brak przejrzystych i publikowanych na bieżąco informacji rynkowych, co utrudnia wytwórcom energii z OZE dopasowywanie się do sytuacji na rynku certyfikatów;

4) brak maksymalnej ceny świadectw pochodzenia, co w sytuacji niedoboru certyfikatów zrównuje ich cenę z wysokością opłaty zastępczej i powoduje „ucieczkę” przedsiębiorstw obrotu z rynku certyfikatów do tańszych operacyjnie opłat zastępczych;

5) brak dopasowania poziomu wsparcia (wartości opłaty zastępczej) do oczekiwanego przez regulatora poziomu produkcji z OZE, co przesądziło o nadpodaży certyfikatów.

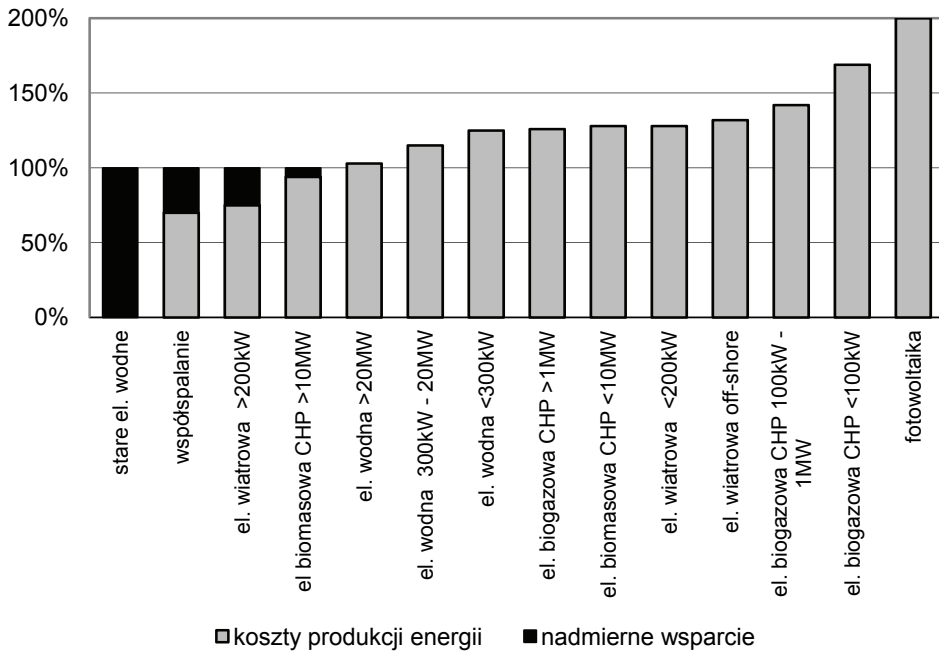
Przyjęty w ustawie brak ważności zielonych certyfikatów oznaczający, że świadectwami wystawionymi w jednym roku można zrealizować obowiązek umorzenia w latach kolejnych, był wskazywany jako poważne ryzyko destabilizacji systemu wsparcia już w chwili jego przyjmowania w 2004 r. Co więcej, chociaż wskazywał to raport zamówiony przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy<sup>19</sup>, resort nie wyciągnął z niego wniosków *de lege ferenda*. Także przekazana resortowi w 2011 r. analiza pokazująca bardzo wysokie ryzyko wystąpienie nadpodaży certyfikatów w ciągu najbliższych miesięcy<sup>20</sup> pozostała bez odzewu. Do tej pory przepisy rozwiązujące problem tzw. bankowania certyfikatów, chociaż wspomniane ryzyko się zmaterializowało, nie zostały przyjęte.

Za widoczną od 2011 r. nadwyżką rynkową zielonych certyfikatów stoi także ich nadprodukcja, która w 2012 r. wyniosła 4226 GWh, wobec obowiązku zakupu certyfikatów w wysokości 12 554 GWh, czyli osiągnęła poziom aż 33 proc. Nadprodukcja to m.in. efekt przeszacowania opłaty zastępczej – raz przyjęta przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w wysokości 240 zł/MWh, w kolejnych latach nie była nigdy weryfikowana, a jedynie waloryzowana poziomem inflacji. Okazało się jednak, że to wysokość wsparcia przy którym na rynek wejdzie zdecydowanie więcej producentów energii z OZE (a dokładnie zdecydowanie większy wolumen produkowanej energii z OZE) niż zakładał rząd, kreujący rozporządzeniem poziom popytu na certyfikaty. Pozwalając na produkcję „zielonej” energii we współspalaniu nie wzięto pod uwagę, że tylko ta technologia może wypełnić podaż certyfikatów potrzebną do realizacji celów w ciągu kilku pierwszych lat (przy założeniu, że rozwinęłaby się od razu) i to po kosztach przynajmniej o 30 proc. niższych niż płacili odbiorcy energii w postaci zielonych certyfikatów (por. rys. 2). Alternatywnie, utrzymując taki poziom wsparcia rząd mógł zdecydować o zwiększeniu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów albo

<sup>19</sup> Analiza techniczna, prawna i ekonomiczna wprowadzenia zielonych certyfikatów jako mechanizmu wspierania odnawialnych źródeł energii zgodnie z wymogami Dyrektywy 2001/77/EC, KAPE, Warszawa 2004, s. 82.

<sup>20</sup> G. Wiśniewski, K. Michałowska-Knap, A. Arcipowska, *Analiza skutków wystąpienia nadpodaży świadectw pochodzenia na sektor energetyki odnawialnej*, IEO, Warszawa 2011.

ograniczyć produkcję z tańszych źródeł (głównie współspalania) i pozwolić na wypełnienie powstającej w ten sposób luki przez inne technologie. Także ten problem nie został do tej pory rozwiązany.



**Rysunek 2.** Optymalna wysokość wsparcia potrzebna do rozwijania produkcji energii w poszczególnych technologiach OZE w stosunku do wsparcia obowiązującego w 2011 roku (100%)

[Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki<sup>21</sup>]

## Prace nad ustawą o OZE z systemem współczynników korekcyjnych

Od dawna podnoszona jest potrzeba legislacyjnego wyodrębnienia systemu wsparcia energetyki odnawialnej. Już w 1999 r. Sejm wezwał rząd do przygotowania ustawy o odnawialnych źródłach energii<sup>22</sup>. Posłowie przekonywali, że ze względów ekologicznych, gospodarczych i społecznych

<sup>21</sup> Projekt oceny skutków regulacji projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 grudnia 2011 r. – wersja 1a.4 ustawy.

<sup>22</sup> Rezolucja Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 8 lipca 1999 r. w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (M.P. Nr 25 poz. 365).

należy „stworzyć warunki prawne i finansowe do aktywnego uczestnictwa podmiotów gospodarczych, samorządów, organizacji pozarządowych oraz osób fizycznych w rozwoju energetyki odnawialnej, z uwzględnieniem specyfiki tego sektora, opierającego się głównie na instalacjach małych i rozproszonych”. Ze względu na bezczynność rządu, w 2001 r. grupa posłów rządzącej AWS złożyła własny projekt ustawy o racjonalnym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii<sup>23</sup>.

Projekt wpłynął jednak w maju, a III kadencja Sejmu skończyła się w październiku, przerywając jego proces legislacyjny. W kolejnych latach apele o osobną, usystematyzowaną regulację zastąpiły bieżące prace nad wkomponowywaniem i poprawianiem kolejnych rozwiązań w ustawie – Prawo energetyczne. Dopiero w 2010 roku w resorcie gospodarki zapadła decyzja o stworzeniu trzech nowych ustaw regulujących osobno sektory elektroenergetyczny i ciepłowniczy, gazowniczy oraz energetyki odnawialnej<sup>24</sup>. O rozdzieleniu aktów zadecydowała potrzeba obszernej implementacji tzw. III pakietu liberalizacyjnego w sektorach elektroenergetycznym i gazowym oraz dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Już na początku procesu legislacyjnego Ministerstwo Gospodarki komunikowało, że oprócz implementacji nowych rozwiązań z dyrektywy 2009/28/WE (m.in. certyfikacji instalatorów czy wprowadzenia gwarancji pochodzenia i transferów statystycznych) chce zoptymalizować istniejący system zielonych certyfikatów. Prace prowadzono w kierunku ograniczenia nadkompensacji najtańszych źródeł OZE (przede wszystkim zamortyzowanych elektrowni wodnych, współspalania i dużych farm wiatrowych na lądzie) i zwiększenia wsparcia technologii mniej dojrzałych, a przez to droższych (m.in. biogazowni rolniczych, fotowoltaiki i morskich farm wiatrowych)<sup>25</sup>.

Projekt zakładający zróżnicowanie wsparcia z wykorzystaniem współczynników korekcyjnych został przedłożony do konsultacji społecznych i międzyresortowych 22 grudnia 2011 r.<sup>26</sup> Zaproponowany system przewidywał cztery podstawowe zmiany:

1. Liczba przyznawanych producentowi zielonych certyfikatów miała zostać uzależniona od rodzaju instalacji. Wsparcie stracić miały całkowicie duże hydroelektrownie, a najniższe – zredukowane o 30 proc. – otrzymywać

<sup>23</sup> Druk sejmowy nr 3091 z 26 kwietnia 2001 r.

<sup>24</sup> B. Derski, *Jakie zmiany prawne czekają energetykę w 2011?*, <http://www.cire.pl/item,51477,1,0,0,0,0,0.html>, 5.01.2011.

<sup>25</sup> Ibidem.

<sup>26</sup> Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 grudnia 2011 r. w wersji 1a.4.

mieli producenci „zielonej” energii ze współspalania. Więcej – maksymalnie o 20 proc. – otrzymać mieli wytwórcy energii w panelach fotowoltaicznych;

2. Zróżnicowanie wysokości wsparcia zapewnić miały współczynniki korekcyjne, z którymi przyznawane miały być świadectwa pochodzenia. Współczynniki poniżej 1,0 ograniczałyby wartość certyfikatów, a powyżej – podnosiły;

3. Współczynniki dla nowych instalacji miały co roku maleć, reagując w ten sposób na spadające koszty technologii OZE;

4. Obowiązek zakupu energii z OZE po stałej cenie planowano ograniczyć jedynie do mikroinstalacji;

5. Opłata zastępcza miała zostać „oderwana” od średniej ceny energii na rynku i miała być wyliczana jako różnica kwoty 470 zł/MWh (waloryzowanej co roku o poziom inflacji) i średniej ceny energii na rynku w poprzednim roku. W ten sposób suma otrzymywanej na rynku ceny za energię „czarną” i sprzedaż zielonych certyfikatów miała nie przekraczać (przy współczynniku 1,0) kwoty 470 zł/MWh w cenach stałych z 2011 r.;

6. Na 15 lat, od dnia oddania instalacji do użytku – jeżeli nastąpiło to przed wejściem w życie nowej ustawy lub od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii w nowej instalacji, określono długość okresu wsparcia zielonymi certyfikatami.

Po fali krytyki ze strony branży OZE resort gospodarki przedstawił kolejny, datowany na 26 lipca 2012 r.<sup>27</sup>, projekt zakładający:

1. Utrzymanie degresywnych współczynników korekcyjnych. Przy czym ich wartość dla pierwszego okresu wpisano do ustawy (kolejne Minister Gospodarki ogłaszać miał w rozporządzeniu). Poszczególne technologie podzielono na przedziały mocy z większą dokładnością, zmieniając jednocześnie proponowane wartości współczynników od 0,3 dla współspalania – wsparcie tej technologii miało docelowo wygasnąć w perspektywie ośmiu lat – do 2,85 dla paneli fotowoltaicznych o mocy powyżej 100 kW;

2. Brak obowiązku zakupu po stałej cenie energii z OZE większych niż mikroinstalacje;

3. Zamrożenie wartości opłaty zastępczej na poziomie z 2012 r.;

4. Zobligowanie Ministra Gospodarki do podwyższenia obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów w przypadku, gdyby ich cena przez okres co najmniej dwóch kolejnych kwartałów utrzymywała się poniżej 75 proc. wartości opłaty zastępczej;

5. Ograniczenie czasowe wsparcia OZE w poniższej formie:

a) Instalacje oddane przed wejściem w życie ustawy o OZE:

---

<sup>27</sup> Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 26 lipca 2012 r.

- 5 lat od chwili otrzymania pierwszego zielonego certyfikatu – elektrownie współspalające biomasę,
  - 15 lat od chwili otrzymania pierwszego zielonego certyfikatu – pozostałe OZE;
- b) Instalacje oddane po wejściu w życie ustawy o OZE:
- 5 lat, ale nie dłużej niż do 2020 roku – elektrownie współspalające biomasę,
  - 15 lat, ale nie dłużej niż do 2027 roku – mikro i małe instalacje OZE,
  - 15 lat, ale nie dłużej niż do 2035 roku – pozostałe OZE,
  - do 2035 roku – hydroelektrownia Energii SA we Włocławku, w zamian za budowę nowej hydroelektrowni na Wiśle.

Kolejny projekt z października 2012 r.<sup>28</sup> przewidywał już nieznaczne zmiany w stosunku do poprzedniego, przywracając cenę zakupu energii elektrycznej w wysokości 198,90 zł/MWh, waloryzowanej co roku o wskaźnik inflacji. Przyjęto także, że wytwórca energii z OZE nie może jej sprzedawać na rynku po cenie przekraczającej 105 proc. średniej ceny rynkowej. W przeciwnym razie za sprzedaną w ten sposób energię nie otrzyma wsparcia certyfikatami. Projekt nie został jednak zaakceptowany przez Komitet Stały Rady Ministrów i w drugim kwartale 2013 r. prace nad systemem współczynników korekcyjnych zostały zakończone.

## Prace nad ustawą o OZE z systemem aukcji

W połowie 2013 r., w trakcie prac roboczego zespołu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów zdecydowano o zmianie dotychczasowych, niemal czteroletnich prac nad systemem współczynników korekcyjnych na tzw. system aukcyjny<sup>29</sup>.

Przedstawiony w połowie listopada 2013 r. projekt ustawy, który po licznych zmianach został ostatecznie przyjęty przez Radę Ministrów 11 czerwca 2014 r. i skierowany do Sejmu 7 lipca 2014 r.,<sup>30</sup> w zagadnieniach nie budzących emocji, czyli przede wszystkim zapisach wprost implementujących przepisy dyrektywy 2009/28/WE, opiera się na wypracowanym

<sup>28</sup> Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 4 października 2012 r. w wersji 2.0.1.

<sup>29</sup> *Aukcje OZE zastąpią zielone certyfikaty*, <http://www.reo.pl/aukcje-oze-zastapia-zielone-certyfikaty>, 29.07.2013.

<sup>30</sup> Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii skierowany do Sejmu 7 lipca 2014 r. (druk sejmowy nr 2604).

wcześniej dorobku. Różni się natomiast od wcześniejszych projektów w zakresie kluczowych rozstrzygnięć, przewidując:

1. Obowiązek zakupu energii z OZE po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszanej przez Prezesa URE za poprzedni rok, który obejmie instalacje (w tym mikro) powstałe przed wejściem w życie ustawy, z wyłączeniem hydroelektrowni o mocy ponad 5 MW. Obowiązek zakupu przez 15 lat od wyprodukowania przez daną instalację pierwszej „zielonej” energii spocznie na sprzedawcy zobowiązanym, czyli spółce obrotu o największym wolumenie sprzedaży energii na terenie danego operatora systemu elektroenergetycznego i potrwa maksymalnie do końca 2035 r. To istotny krok w kierunku polepszenia sytuacji oddanych już instalacji i ochrony praw nabytych w stosunku do wcześniejszych projektów ustawy<sup>31</sup>;

2. Przyznawanie dotychczasowym producentom energii z OZE świadectw pochodzenia przez okres 15 lat od chwili wytworzenia przez nich pierwszej jednostki „zielonej” energii;

3. Uniemożliwienie rozliczania obowiązku umorzenia certyfikatami wydanymi za energię wyprodukowaną wcześniej niż w poprzednim roku, co częściowo rozwiązuje opisywany już problem tzw. bankowania zielonych certyfikatów;

4. Zakaz uiszczania opłaty zastępczej, w sytuacji gdy średnia ważona cena certyfikatów na giełdzie towarowej przez co najmniej 3 miesiące poprzedzające dzień złożenia wniosku o umorzenie świadectw pochodzenia będzie się utrzymywać poniżej 75 proc. wartości opłaty zastępczej, co pomoże ustabilizować ceny zielonych certyfikatów;

5. Rezygnacja z planu wprowadzenia tzw. obligacji giełdowego dla handlu zielonymi certyfikatami, czyli stopniowego wprowadzania obowiązku handlu częścią certyfikatów na giełdzie towarowej, który miał wynieść: do końca 2015 r. 30 proc., do końca 2017 r. 50 proc. i po tej dacie docelowe 55 proc.;

6. Ograniczenie prawa do uzyskania świadectw pochodzenia za energię ze współspalania (bez współspalania dedykowanego) jedynie do wolumenu odpowiadającego średniej produkcji energii ze współspalania przez tego przedsiębiorcę w latach 2011-2013, przy jednoczesnej redukcji do 2020 r. liczby świadectw pochodzenia przysługujących za każdą taką megawatogodziny o połowę (przypisanie współczynnika 0,5);

7. Rezygnację z próby nałożenia na wytwórcę zakazu sprzedaży energii z OZE po cenie przekraczającej 105 proc. średniej ceny rynkowej, pod rygo-

---

<sup>31</sup> Por. np. projekt ustawy o OZE w wersji 1a.4 z 20 grudnia 2011 r.

rem utraty dla niej wsparcia zielonymi certyfikatami (takie rozwiązanie przewidywały kolejne projekty ustawy począwszy od października 2012 r.);

8. Wprowadzenie systemu aukcyjnego (szerzej omawiany poniżej) dla nowych instalacji OZE wraz z możliwością uczestniczenia w dedykowanych aukcjach instalacji oddanych pod rządami obecnej ustawy.

W aukcjach, organizowanych przez Prezesa URE co najmniej raz w roku, wylaniani mają być przedsiębiorcy, którzy wyprodukują określoną ilość energii z odnawialnego źródła po jak najniższej cenie. Zgodnie z procedurą o dopuszczenie do aukcji mogą zabiegać przedsiębiorcy posiadający:

1) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowani przestrzennego lub decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu,

2) umowę o przyłączenie do sieci,

3) prawomocną decyzję o pozwoleniu na budowę (jeżeli wymaga jej ustawa - Prawo budowlane),

4) harmonogram rzeczowy i finansowy inwestycji, którzy wnieśli kaucję w wysokości 30 zł za każdy kilowat planowanej mocy zainstalowanej lub uzyskali gwarancję bankową dla realizacji inwestycji. Na zbadanie i wystawienie bądź odmowę wystawienia zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji (ważnego 12 miesięcy) Prezes URE ma 30 dni.

Stosownie do projektowanych przepisów aukcje mają być organizowane osobno dla instalacji oddanych (ew. zmodernizowanych) przed wejściem w życie ustawy oraz po niej, a także oddzielnie dla źródeł małych - do 1 MW mocy (w ten sposób alokowane ma być przynajmniej 25 proc. środków na zakup „zielonej” energii) oraz pozostałych (z wyłączeniem mikroinstalacji należących do osób fizycznych i instalacji współspalania, z wyłączeniem współspalania dedykowanego).

Istotnym warunkiem otrzymania wsparcia w wyniku rozstrzygniętej aukcji będzie instalacja urządzeń wyprodukowanych nie wcześniej, niż na 48 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z tej instalacji OZE.

Ogłaszając aukcję Prezes URE powinien podać maksymalną ilość energii planowaną do zakontraktowania i maksymalną cenę po jakiej energia z danej technologii i wielkości OZE może zostać kupiona (tzw. cenę referencyjną). Jej przekroczenie przez oferenta w trakcie aukcji skutkować ma automatycznym odrzuceniem oferty. Regulator powinien także wyszczególnić maksymalną ilość energii, którą można zakontraktować ze źródeł niestabilnych (w przeliczeniu produkujących energię mniej niż 4000 MWh/MW rocznie) przyłączanych do sieci danego operatora dystrybucyjnego lub przesyłowego.

Aukcje odbywać mają się w formie elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej. W rzeczywistości przypominają jednak przetarg z możliwością jednokrotnego złożenia oferty, podczas gdy oferty konkurentów będą niewidoczne.

Wygrać mają ci oferenci, którzy złożą kolejno najniższe oferty sprzedaży produkowanej przez nich „zielonej” energii, aż do wyczerpania puli energii przewidzianej do zakontraktowania. Zwycięzcy aukcji dla istniejących instalacji powinni uruchomić produkcję pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie tego, w którym rozstrzygnięto aukcję. Nowe źródła mają na to 48 miesięcy, przy czym farmy fotowoltaiczne tylko 24., a morskie farmy wiatrowe aż 72.

W efekcie wygrania aukcji inwestor może liczyć na gwarantowaną przez 15 lat cenę zakupu energii, którą określili w trakcie trwania aukcji. Jej wysokość będzie waloryzowana, co dla inwestycji infrastrukturalnej ma duże znaczenie, o czym dalej.

Za zakup energii z aukcji (po cenach, w ilości, okresie i od podmiotu wyłonionego w trakcie aukcji) odpowiadać ma sprzedawca zobowiązany – w przypadku instalacji o mocy do 500 kW. Ujemne saldo wynikające z wyższych stawek zakupu „zielonego” prądu w stosunku do średniej ceny sprzedaży energii na rynku pokrywać ma Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej SA (OREO). To spółka celowa Skarbu Państwa powołana w celu rozliczania tego systemu na wzór Zarządcy Rozliczeń z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych. W przypadku producentów z instalacji OZE o mocy co najmniej 500 kW OREO pokrywać ma ujemne saldo bezpośrednio tym producentom, ponieważ (w przeciwieństwie do wcześniejszych projektów ustawy) energia z tych instalacji sprzedawana ma być bezpośrednio na rynku, a nie za pośrednictwem sprzedawcy zobowiązanego. To efekt m.in. przyjętych 9 kwietnia 2014 r. wytycznych Komisji Europejskiej w sprawie pomocy publicznej na ochronę środowiska i energetykę na lata 2014-2020 (C(2014) 2322/3), które wyraźnie preferują możliwie najobszerniejszy udział OZE w konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

## Ryzyka projektowanego systemu wsparcia

Przyjęty przez rząd projekt systemu aukcji na energię ze źródeł odnawialnych opiera się na gwarantowanych przez 15 lat taryfach na zakup energii (tzw. *feed-in tariff* dla instalacji do 500 kW i *feed-in premium* dla większych). To najbardziej rozpowszechniony w Unii Europejskiej model wsparcia energetyki odnawialnej. Jest także pozytywnie odbierany przez inwesto-

rów, którzy dzięki taryfom gwarantowanym ograniczają ryzyko kursowe, obecne w systemie zielonych certyfikatów. Także aukcje, zwłaszcza w klasycznym tego słowa znaczeniu – czyli pozwalające na wielokrotne postąpienia uczestników (niezastosowane niestety w rządowym projekcie) – mogą być dobrym mechanizmem optymalizacji poziomu wsparcia.

Autorzy projektu nie uniknęli jednak kilku wad, które zamiast optymalizować system, mogą zadziałać odwrotnie.

Aukcje, zwłaszcza w zaproponowanym rozwiązaniu, tworzą zdecydowanie wyższe bariery wejścia na rynek niż obecnie. Potencjalny inwestor już na etapie ubiegania się o samo dopuszczenie do aukcji powinien wnioskować o odpowiednie zaświadczenie z niemal gotowym projektem, pozwalającym na „wkopanie łopaty” i rozpoczęcie fizycznej budowy od zaraz. To oznacza, że musi inwestować w projekt, który może nigdy nie otrzymać wsparcia i nie zostanie przez to zrealizowany. Dla przykładu przygotowanie projektu farmy wiatrowej do tego etapu to koszt 50-70 tys. euro na megawat, jeżeli jednak wliczy się do tego koszty niepowodzeń na wcześniejszych etapach w równoległe prowadzonych projektach, to średnio koszt takiego przygotowania rośnie do 130-170 tys. euro/MW<sup>32</sup>. Do tego należy jeszcze doliczyć koszty kaucji, która jest warunkiem dopuszczenia do aukcji – 30 tys. zł/MW. Należy wziąć pod uwagę, że takie tworzenie kolejnej bariery administracyjnej może naruszać art. 13 dyrektywy 2009/28/WE<sup>33</sup>, zgodnie z którym państwa członkowskie mają usprawniać i przyspieszać procedury administracyjne, a pozostałe powinny być niezbędne i proporcjonalne. Można mieć poważne wątpliwości czy nałożenie na inwestorów wymogu przedstawiania tak zaawansowanych projektów, jako warunku uczestniczenia w aukcji, realizuje wymagania dyrektywy.

Pozytywnie należy ocenić zmianę procedury odwołania od negatywnej decyzji Prezesa URE ws. wydania decyzji o dopuszczeniu do aukcji. We wcześniejszych projektach (m.in. wersji 4.0 z 12 listopada 2013 r.) projektodawcy zaproponowali możliwość składania protestu na wyniki oceny formalnej dokonanej przez Prezesa URE do Ministra Gospodarki. Tworzenie takiego odrębnego postępowania nie było uzasadnione. Co więcej, prowadziłyby jedynie do wydłużenia ścieżki odwoławczej, ponieważ kontrola sądowa i tak byłaby niezbędna. Dodatkowo niepotrzebnie angażowałyby urzędników resortu gospodarki, którzy nie mają doświadczenia w rozstrzy-

<sup>32</sup> B. Derski, *Kto i ile zarabia na budowie farm wiatrowych?*, <http://www.eko-wat.eu/kto-i-ile-zarabia-na-budowie-farm-wiatrowych/>, 3.02.2012.

<sup>33</sup> Tak słusznie: K. Lasocki, *Ustawa o OZE w wersji 4.0. Kilka spostrzeżeń o pomysłach na branżę energetyki odnawialnej*, <http://cire.pl/item,84859,2,0,0,0,0,ustawa-o-oze-w-wersji-40-kilka-spostrzezen-o-pomyslach-na-branze-energetyki-odnawialnej.html>, 18.11.2013.

ganiu takich sporów. Także propozycja, by to Minister Gospodarki sprawował kontrolę instancyjną nad rozstrzygnięciami Prezesa URE budziłaby poważne obawy o niezależność regulatora.

Trzeba jednak zaznaczyć, że złożenie zażalenia nie wstrzymuje wydania decyzji o rozstrzygnięciu aukcji. W efekcie ubiegający się o zaświadczenie nie korzysta z efektywnego środka ochrony prawnej jego interesów. Jest to o tyle ważne, że aukcja w założeniu powinna wyczerpać limit „zielonej” energii do zakontraktowania nawet na rok. W tym czasie inwestor będzie pozbawiony szans na realizację swojej inwestycji ze wsparciem.

Wątpliwości budzi sama forma aukcji. Jak już wspomniano wyżej, przypomina ona bardziej przetarg niż aukcję z licytacją. Brak możliwości zobaczenia ofert konkurentów i prawo jednokrotnego złożenia własnej oferty, zamiast aukcji z możliwością wielokrotnych postąpień, nie jest efektywnym narzędziem optymalizacji wysokości wsparcia, na czym najbardziej zależy projektodawcom. Taka forma organizacji aukcji może też wywierać na inwestorach silną presję na składanie zbyt niskich ofert, skoro kolejną szansę na wystartowanie w aukcji mogą mieć dopiero za rok. To z kolei może skutkować porzucaniem projektów w fazie realizacji.

Pozytywnie należy ocenić kolejną zmianę dokonaną w projekcie niedługo przed jego przyjęciem przez Radę Ministrów – rezygnację z siedmiodniowego terminu na przedstawienie uczestnikom aukcji jej rozstrzygnięcia. Taki termin, w przypadku aukcji, prowadzonej w trybie elektronicznym i rozstrzyganej z chwilą jej zamknięcia, był niezrozumiały. Zastąpił go obowiązek niezwłocznego powiadomienia uczestników, chociaż dla zapewnienia wyższych gwarancji uczestnikom ustawodawca powinien określić termin adekwatny do elektronicznej formy prowadzenia postępowania – „najpóźniej następnego dnia po zamknięciu aukcji”.

Warta odnotowania jest jeszcze jedna zmiana, dokonana w projekcie na ostatnim etapie prac rządowych – projektodawcy zdecydowali się na waloryzację ceny zakupu energii ustalonej w aukcji. Brak podwyższania tej ceny o wskaźnik inflacji, którego Ministerstwo Gospodarki broniło przez blisko rok, oznaczałoby przeniesienie całego ryzyka inflacyjnego na inwestora. Dla projektów infrastrukturalnych, o długim okresie spłaty kredytu, zwłaszcza w sytuacji ścinania marży producenta, mogłoby się to okazać problemem krytycznym. Przy założeniu utrzymywania się przez kolejnych 15 lat inflacji na poziomie celu NBP, czyli 2,5 proc., realna wysokość otrzymywanej taryfy zmniejszy się o 30 proc. Otrzymując w 2015 r. taryfę w wysokości 400 zł/MWh, to samo wsparcie w 2029 r. będzie warte tylko 276 zł/MWh, a gdy przyjmiemy górną granicę celu inflacyjnego (3,5 proc. rocznie), otrzymywana taryfa skurczy się do 239 zł/MWh (zalewie 60 proc. początkowego

wsparcia). Przedstawiciel Ministerstwa Gospodarki argumentował, że „cena ustalona w ramach aukcji będzie niezmienna w całym okresie wsparcia. Oznacza to, że wytwórca przystępujący do aukcji powinien uwzględnić w swojej wycenie za jednostkę wytworzonej energii elektrycznej wszystkie czynniki wpływające na koszt wytwarzanej energii elektrycznej, m.in. koszty inwestycyjne, koszty operacyjne stałe, koszty operacyjne zmienne, w tym koszt paliw, wskaźnik wykorzystania mocy, możliwe awarie i przestoje produkcyjne, koszt kapitału własnego, koszt obsługi długu, wartość pieniądza w czasie”<sup>34</sup>. Należy jednak pamiętać, że im więcej ryzyk inwestor będzie musiał uwzględnić, tym wyższą cenę zapłacą odbiorcy energii, a zgodnie z założeniem nowego systemu aukcyjnego wsparcie energetyki odnawialnej ma być jak najtańsze.

Warto zwrócić uwagę na projektowany przepis art. 92 ust. 1, zgodnie z którym zakup energii z instalacji OZE o mocy do 500 kW po gwarantowanej cenie odbywać ma się jedynie do wielkości podanej przez oferenta. *A contrario* nadwyżka energii ponad zakontraktowaną może być sprzedawana dowolnie, jednak nie skorzysta z preferencyjnych stawek sprzedaży. Analogiczna sytuacja występuje w przypadku rozliczenia wytwórców OZE w instalacji powyżej 500 kW. Projektodawca nie rozstrzyga jednocześnie o sytuacji odwrotnej, kiedy zobowiązany wytwórca OZE nie dostarcza wystarczająco dużo „zielonej” energii. Słusznie projektodawca nie zdecydował się tu na próbę nałożenia na wytwórcę sankcji. W przeciwnym razie przepisy te można byłoby odczytać jako próbę narzucenia rozwiązań korzystnych dla zamawiającego dostawę „zielonej” energii – czyli *de facto* państwa – kosztem dostawcy tej usługi (zobowiązania do dostarczenia energii z OZE w określonej ilości). Przepisy w tej postaci rodzą jednak ryzyko, że startujący w aukcjach będą zawyżali oczekiwaną produkcję energii, aby z rzeczywistą produkcją zawsze mogli „zmieścić się” w kontrakcie, dzięki czemu będą mogli sprzedawać energię po cenach z aukcji. Efektem może być przeszacowanie produkcji energii z OZE w krajowym zużyciu i problem z realizacją unijnego zobowiązania udziału OZE w końcowym zużyciu energii do 2020 roku.

## Wnioski

Ewolucja polskiego systemu wsparcia OZE na przestrzeni ostatnich dwóch dekad to prawdziwy poligon doświadczalny. Skierowany do Sejmu projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii jest tego kolejnym przykła-

<sup>34</sup> P. Czopek, <http://www.mg.gov.pl/node/19155>, 1.10.2013.

dem. Podobny system aukcji przygotowuje równolegle niemiecki ustawodawca. Jednak nasi sąsiedzi aukcje chcą wprowadzać powoli, testując poszczególne elementy nowego systemu. Polski rząd, a wszystko wskazuje na to, że poprą go także parlamentarzyści, chcą od razu dokonać rewolucji.

Z zadowoleniem należy przyjąć jednak fakt, że w ciągu ostatnich miesięcy w projekcie poprawiono wiele błędów, równocześnie czyniąc go bardziej atrakcyjnym dla inwestorów. Projekt nadal wymaga jednak zmian, wskazanych w powyższym artykule, a także licznych mniejszych korekt, na wskazanie których nie było miejsca w tej pracy.



PIOTR CIÓŁKOWSKI, MICHAŁ ANDRUSZKIEWICZ



## Przyłączanie odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej z punktu widzenia inwestora – zarys najczęściej napotykaných problemów prawnych

Możliwość przyłączenia do sieci jest podstawowym zagadnieniem analizowanym przez inwestorów planujących inwestycje w odnawialne źródła energii („OZE”). Inwestorzy dokonując wyboru miejsca realizacji przedsięwzięcia bardzo często pod uwagę biorą stopień rozwoju sieci operatora systemu elektroenergetycznego na danym terenie. Wynik tej analizy determinuje możliwość, a także koszt dokonania przyłączenia do sieci. Obecnie istniejąca infrastruktura sieciowa w Polsce, zarówno przesyłowa, jak i dystrybucyjna, nie pozwala na pozytywne rozpatrzenie wszystkich wniosków o przyłączenie do sieci nowych OZE, tym samym możliwość przyłączenia jest często rozstrzygającą kwestią w zakresie decyzji o podjęciu inwestycji. Poza problemami natury technicznej, inwestor musi zmierzyć się również z niejasnymi regulacjami prawnymi dotyczącymi zagadnienia przyłączenia do sieci. Przepisy w tym zakresie znajdują się w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne – tekst jednolity Dz.U. z 2012 roku, poz. 1059 z późn. zm. („**Prawo energetyczne**”), Rozporządzeniu systemowym<sup>1</sup>, Rozporządzeniu taryfowym<sup>2</sup> oraz Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (odpowiednio „IRiESP” albo „IRiESD”).

---

<sup>1</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. z 2007 roku, Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

<sup>2</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz.U. z 2011 roku, Nr 189, poz. 1126 z późn. zm.

Prawo reguluje procedurę ubiegania się o przyłączenie do sieci, dokumentację przedstawianą przez podmiot ubiegający się o przyłączenie razem z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia, sposób obliczania opłaty za przyłączenie, a także postępowanie w razie odmowy przyłączenia do sieci, które toczy się przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”). Przepisy te nie są sformułowane jednoznacznie i ich wykładnia prowadzi do powstania wielu wątpliwości związanych z poszczególnymi aspektami przyłączenia do sieci. W ciągu kilkunastu lat utrwaliła się jednak jednolita interpretacja niektórych przepisów, najczęściej opierając się na decyzjach Prezesa URE i wyrokach właściwych sądów<sup>3</sup>. Niniejszy artykuł ma za zadanie dokonać podsumowania problemów prawnych napotykanym najczęściej przez inwestorów ubiegających się o przyłączenie OZE do sieci, wraz z opisem wypracowanej wykładni oraz przedstawić propozycję rozwiązań, tam gdzie jeszcze wykładnia przepisu nie została utrwalona.

Powyższe zostanie dokonane z uwzględnieniem zmian wprowadzonych przez ustawę z dnia 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw („Mały Trójpak”), mającą na celu implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE („Dyrektywa 2009/28”)<sup>4</sup>. Przytoczone zostaną również planowane rozwiązania przyjęte w projekcie nowego Prawa energetycznego, oparte na wersji nr 1.24 projektu nowego Prawa energetycznego z dnia 8 października 2012 roku („Projekt PE”) oraz projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii, w brzmieniu przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 8 kwietnia 2014 roku i przesłanym do Ministra Gospodarki w dniu 30 kwietnia 2014 roku („Projekt OZE”)<sup>5</sup>.

## Uwagi wstępne dotyczące przyłączenia do sieci

Umowa o przyłączenie do sieci jest jedną z umów cywilnoprawnych nienazwanych, której obligatoryjne elementy wskazane zostały w art. 7 ust. 2

<sup>3</sup> Przy czym w ostatnim czasie (od roku 2012) mamy do czynienia z istotną ewolucją kierunku orzecznictwa, o czym poniżej.

<sup>4</sup> W niniejszej pracy nie poruszamy zagadnień związanych z regulacjami dotyczącymi przyłączania małych i mikroinstalacji.

<sup>5</sup> Rozwiązania przyjęte w Projekcie OZE są w omawianym zakresie zasadniczo zbieżne z regulacjami wprowadzonymi przez Mały Trójpak.

Prawa energetycznego<sup>6</sup>, tym samym umowa ta podlega przepisom zawartym w polskim Kodeksie cywilnym<sup>7</sup>, a jej treść podlega również zasadzie swobody umów określonej w art. 353<sup>1</sup> Kodeksu cywilnego, choć w ograniczonym stopniu. Treść postanowień umowy, o przyłączenie musi bowiem pozostawać w zgodzie z normami publicznoprawnymi, w szczególności zawartymi w Prawie energetycznym i rozporządzeniach wykonawczych do tej ustawy, regulującymi prawne aspekty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce, w tym działalność operatorów sieci. W związku z powyższym strony umowy o przyłączenie do sieci mogą kształtować postanowienia umowy według własnego uznania, jednak z uwzględnieniem wspomnianych powyżej norm. Postanowienie umowne sprzeczne z bezwzględnie wiążącymi przepisami Prawa energetycznego są z mocy prawa nieważne na podstawie art. 58 § 1 Kodeksu cywilnego.

Procedura przyłączenia do sieci uregulowana została zasadniczo w art. 7 Prawa energetycznego. Zgodnie z ust. 1 tego przepisu na operatorze systemu przesyłowego („OSP”) lub operatorze systemu dystrybucyjnego („OSD”)<sup>8</sup> ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z każdym podmiotem ubiegającym się o przyłączenie. Oznacza to, że Operatorzy zobowiązani są do działań, których często, kierując się jedynie interesem prowadzonego przedsiębiorstwa by nie podjęli<sup>9</sup>.

Z obowiązkiem przyłączenia do sieci mamy do czynienia o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci, podmiot żądający przyłączenia spełnia warunki przyłączenia oraz dysponuje tytułem prawnym do nieruchomości, lokalu lub obiektu, do którego dostarczana ma być energia elektryczna. Prawo energetyczne nie zawiera definicji warunków technicznych i warunków ekonomicznych przyłączenia, dlatego też Operatorzy w zakresie oceny ich występowania mają pewną swobodę oceny. Jednakże w razie odmowy przyłączenia to po stronie Operatorów jest ciężar dowodu wykazania braku warunków technicznych i ekonomicznych (o czym również później). Podkreślić należy, że brak technicznych warun-

---

<sup>6</sup> Por. A. Walaszek-Pyziół, [w:] *System Prawa Prywatnego*, tom 9, pod red. prof. dr. hab. Wojciecha Jana Katnera, C.H. Beck, Wydanie 1, Warszawa 2010, str. 438-439.

<sup>7</sup> Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 roku Kodeks cywilny, Dz. U. z 1964 roku, Nr 16, poz. 93 z późn. zm.

<sup>8</sup> OSD i OSP w dalszej części artykułu zwani są łącznie „Operatorami”. Dla uproszczenia, na potrzeby niniejszej pracy pojęcie to używane jest również w sytuacji, gdy Prawo energetyczne posługuje się pojęciem „przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją”.

<sup>9</sup> Por. M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, [w:] *Prawo Energetyczne. Komentarz*, pod red. M. Swory i Z. Murasa, wydanie 1, Warszawa 2010, LEX, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt 1.

ków przyłączenia oznacza trwałą i obiektywną niemożność dokonania przyłączenia z przyczyn technicznych<sup>10</sup>. Z uwagi jednak na postęp technologiczny, najczęściej odmowa przyłączenia wiąże się z brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia. Powyższe ocenia się na podstawie analizy efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia, najczęściej na podstawie metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych w okresie co najmniej 20 lat.

W kontekście możliwości przyłączenia do sieci warto wspomnieć o obowiązku wynikającym z art. 7 ust. 8l Prawa energetycznego, dotyczącym sporządzania przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o wartości łącznie dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł w chwili publikacji oraz prognozowanej dostępności mocy po 5 latach od dnia publikacji. Zgodnie z opublikowaną przez OSP informacją o dostępności mocy przyłączeniowej w sieci przesyłowej, wg stanu na dzień 31 maja 2013 roku, zarówno obecnie, jak i w roku 2018, na obszarze Pomorza, Warmii i Podlasia, Wielkopolski i Kujaw nie ma i nie będzie żadnej dostępnej mocy przyłączeniowej. Dotyczy to wariantu opisującego uwarunkowania całego KSE, czyli uwzględniającego również warunki przyłączenia określone przez OSD.

Nieco lepiej wyglądają dane prezentowane przez OSD na obszarach ich działania w 2018 roku (w szczególności na obszarze Energa-Operator S.A. w informacji z dnia 27 lipca 2013 roku), choć prognozowane wielkości z pewnością nie zaspokoją potrzeb inwestorów, przy założeniu dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej. W tej sytuacji precyzja regulacji dotyczących przyłączenia do sieci wydaje się kluczowa z punktu widzenia powodzenia inwestycji, warunkowanego możliwością uzyskania przyłączenia do sieci oraz wyprowadzania całości energii wytworzonej w OZE.

## **Uprawnienia podmiotu przyłączanego po uzyskaniu warunków przyłączenia**

Zasadniczo wyróżniamy cztery etapy procedury przyłączenia do sieci, a mianowicie złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określenie warunków przyłączenia do sieci przez Operatora wraz z przekazaniem projektu umowy o przyłączenie<sup>11</sup>, zawarcie umowy o przyłączenie, a na-

<sup>10</sup> M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, [w:] *Prawo Energetyczne. Komentarz*, pod red. M. Swory i Z. Murasa; Wydanie 1, Warszawa 2010, LEX, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt 12.

<sup>11</sup> W praktyce, nagminnie projekty umów przyłączeniowych przekazywane są inwestorom z opóźnieniem w stosunku do wydania warunków przyłączenia.

stępnie wykonanie tej umowy i dokonanie fizycznego przyłączenia do sieci Operatora. Szczególnie istotne znaczenie w procedurze przyłączenia ma dokument zwany warunkami przyłączenia, który zgodnie z art. 7 ust. 8i Prawa energetycznego stanowi warunkowe zobowiązanie Operatora do zawarcia umowy o przyłączenie. Określenie warunków przyłączenia jako „warunkowego” zobowiązania Operatora wprowadzone nowelizacją Prawa energetycznego z dnia 8 stycznia 2010<sup>12</sup> zamiast rozwiązać wątpliwości co do natury tego dokumentu, doprowadziło do powstania jeszcze większych wątpliwości w tym zakresie, a co za tym idzie również na tle wykładni publicznoprawnego obowiązku Operatorów w zakresie przyłączania do sieci. Mały Trójkak nie dokonał niestety w ramach nowelizacji artykułu 7 Prawa energetycznego żadnej zmiany w tym zakresie, natomiast Projekt PE przewiduje wprowadzenie przepisu wyraźnie stanowiącego, że warunki przyłączenia do sieci w okresie ich ważności będą stanowiły (bezwarunkowe) zobowiązanie do zawarcia umowy o przyłączenie, co z pewnością jest pozytywną zmianą (art. 15 ust. 2 Projektu PE). Warto przy tym wskazać, iż charakter prawny warunków przyłączenia ma istotne znaczenie praktyczne, w szczególności w kontekście dopuszczalności ich cesji przez inwestora na inny podmiot (o czym poniżej).

Warunki przyłączenia są ważne przez dwa lata od daty ich doręczenia wnioskodawcy, a zakres spraw określonych tym dokumentem wskazany jest w § 8 Rozporządzenia systemowego. W doktrynie i orzecznictwie spotkać się można z poglądem, iż w okresie ważności warunki przyłączenia stanowią zaproszenie do złożenia oświadczenia przez podmiot przyłączany w zakresie woli zawarcia umowy o przyłączenie. Operator po uzyskaniu takiego oświadczenia woli powinien niezwłocznie przystąpić do zawarcia umowy o przyłączenie, opierając się na przekazanym uprzednio wzorze umowy. Operator przy spełnieniu warunków wskazanych w art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego nie ma prawa odmówić zawarcia umowy o przyłączenie, zachowuje jednak prawo do negocjowania treści umowy<sup>13</sup>.

Dotychczas przyjmowano, że nawet gdy nie uda się uzgodnić ostatecznej treści umowy o przyłączenie w okresie 2 lat od dnia doręczenia warunków przyłączenia podmiotowi przyłączanemu, Operator nie może z powodu upływu tego okresu odmówić przyłączenia<sup>14</sup>. Niemniej jednak, w świetle

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104).

<sup>13</sup> Por. M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, [w:] *Prawo Energetyczne. Komentarz*, pod red. M. Swory i Z. Murasa, wydanie 1, Warszawa 2010, LEX, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt. 9 oraz wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 26 maja 1999 roku, XVII AmE 3/99, Lex nr 56448.

<sup>14</sup> Tak SOKiK w wyroku z dnia 21 sierpnia 2006 roku, sygn. akt: XVII AmE 39/05.

naszych doświadczeń, inwestorzy nie chcą ryzykować sporów z Operatorami, czy przeciąganie negocjacji umowy przyłączeniowej powyżej dwóch lat rzeczywiście powoduje wydłużenie terminu obowiązywania warunków przyłączenia, a Operatorzy nie chcą narażać się na zarzuty nierównego traktowania podmiotów, stąd preferowanym przez obie strony rozwiązaniem jest zawieranie umów przed upływem owych dwóch lat. Podmiotowi przyłączanemu w okresie ważności warunków przyłączenia nie przysługuje natomiast roszczenie z art. 64 Kodeksu cywilnego, tj. możliwość wystąpienia do sądu o wydanie zastępczego oświadczenia woli w zakresie zawarcia umowy o przyłączenie<sup>15</sup>.

Środkiem przysługującym podmiotowi przyłączanemu jest możliwość zwrócenia się do Prezesa URE, w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, o rozstrzygnięcie sporu o odmowę przyłączenia do sieci. Wniosek w tej sprawie, podobnie jak oświadczenie o woli zawarcia umowy (patrz powyżej), powinien zostać złożony w okresie ważności warunków przyłączenia. Warto zauważyć, że prawo do złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego przysługuje również Operatorowi. W razie upływu terminu ważności warunków przyłączenia, Operator może odmówić dokonania przyłączenia do sieci, a inwestorowi nie pozostanie nic innego jak zwrócenie się do Operatora z nowym wnioskiem o przyłączenie.

Dyskusyjne jest natomiast, czy w powyżej opisanej sytuacji Operator mógłby jednak zawrzeć umowę o przyłączenie, nie narażając się na zarzut nierównoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie. W opinii autorów *ratio legis* artykułu 7 ust. 1 Prawa energetycznego wskazuje nie tylko na ochronę interesu podmiotu, który ubiega się o przyłączenie, ale także ma na celu zapewnienie równowagi konkurencyjnej na rynku energii elektrycznej i zarzut nierównoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie mógłby okazać się uzasadniony.

W dotychczasowym orzecznictwie dominowała linia uznająca, że określenie przez Operatora warunków przyłączenia stanowiło potwierdzenie przez przedsiębiorcę energetycznego istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia<sup>16</sup>. Taka interpretacja uzyskania przez inwestora warunków przyłączenia dawała mu pewność przyłączenia jego instalacji do sieci w okresie ważności warunków przyłączenia i pozostawała w zgo-

<sup>15</sup> Por. wyrok Sądu Najwyższego z dnia 12 kwietnia 2011 roku, sygn. akt: III SK 42/10; wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 7 kwietnia 1999 roku, sygn. akt: XVII Ama 85/98.

<sup>16</sup> Porównaj uzasadnienie wyroku SOKiK z dnia 25 czerwca 2009 roku, sygn. akt: XVII AmE 205/08 oraz M. Czarnecka, T. Ogłódek, [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, rok wydania 2012, C.H. Beck, wydanie 2, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego pkt 21.

dzie z przyjętą wykładnią art. 7 ust. 1 oraz art. 7 ust. 8i Prawa energetycznego. Dotychczas jednolita linia orzecznicza uległa jednak zmianie z uwagi na treść wyroku Sądu Najwyższego z dnia 11 kwietnia 2012 roku<sup>17</sup>, w którym to Sąd Najwyższy nie zgodził się z tezą, że sam fakt określenia warunków przyłączenia determinuje istnienie warunków ekonomicznych i technicznych przyłączenia do sieci. Zdaniem Sądu Najwyższego warunki przyłączenia nie odnoszą się w ogóle do przesłanki technicznej możliwości przyłączenia źródła energii oraz ekonomicznej zasadności koniecznych do tego inwestycji (które wykraczają poza realizację przyłącza).

Trudno zgodzić się z taką interpretacją, gdyż prowadzi ona do istotnego osłabienia uprawnienia inwestora w zakresie możliwości uzyskania przyłączenia źródła i tym samym jest sprzeczna z art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego. Podmiot przyłączany występuje z wnioskiem o przyłączenie, aby uzyskać informację czy faktycznie może wybudować nowe źródło i je przyłączyć do sieci, co pozwoli mu podjąć decyzję inwestycyjną. Uznanie, że określenie warunków przyłączenia nie dotyczy wszystkich aspektów przyłączenia nie ma uzasadnienia w prawie. W opinii autorów wykładnia przepisów Prawa energetycznego nie może prowadzić do rozróżnienia uzyskiwania warunków przyłączenia (uwzględniających w swej treści również inwestycje sieciowe po stronie Operatorów) oraz warunków realizacji samego przyłącza źródła. Warunki przyłączenia są jedne i obejmują wszelkie aspekty techniczne przyłączenia, z tym że część z inwestycji wskazanych w tym dokumencie będzie realizowana samodzielnie przez Operatora z funduszy uzyskanych z działalności taryfowej, i nie można obciążać nimi podmiotu przyłączanego w formie opłaty za przyłączenie.

Nieuzasadnione są ponadto twierdzenia Sądu o zasadności argumentu dotyczącego odmowy przyłączenia z powołaniem na wskazanie w warunkach przyłączenia przez Operatora, że do przyłączenia konieczne jest sfinansowanie przez podmiot przyłączany szeregu inwestycji. Finansowanie realizacji przyłącza następuje poprzez zapłatę opłaty za przyłączenie, natomiast inwestycji sieciowych poprzez opłaty z działalności taryfowanej, których wysokość określana jest na podstawie uzasadnionych kosztów wykonywanej działalności (z zastrzeżeniem możliwości dobrowolnej partycypacji inwestora w kosztach Operatora, przewidzianej w art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego). W opinii autorów, powyżej wskazany wyrok Sądu Najwyższego z dnia 11 kwietnia 2012 roku, w części dotyczącej znaczenia określenia warunków przyłączenia nie znajduje oparcia w normach wynikających z bez-

---

<sup>17</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 11 kwietnia 2012 roku, sygn. akt: III SK 33/11, publ. LEX nr 116534.

względnie wiążących przepisów prawnych i może prowadzić do zachwiania pozycji uczestników rynku, tj. Operatora i podmiotu przyłączanego, a tym samym do utrudnień w realizacji nowych inwestycji w OZE.

Dla kompletności wywodu tej części artykułu pragniemy przytoczyć również opinię Sądu Apelacyjnego w Warszawie, który w wyroku z dnia 31 stycznia 2013 roku uznał, że pomiędzy Operatorem a podmiotem przyłączanym w następstwie określenia warunków przyłączenia powstaje węzeł publicznoprawny – administracyjny, a nie obligacyjny<sup>18</sup>. Trudno się zgodzić z taką interpretacją, biorąc pod uwagę to, iż warunki przyłączenia wydawane są przez podmiot posiadający odrębną osobowość prawną i nie będący emanacją Państwa, nawet jeżeli jest własnością Skarbu Państwa. W sytuacji gdy mamy do czynienia z dwoma w teorii równorzędnymi podmiotami, a więc gdy nie ma między nimi stosunku zależności, mówimy o cywilistycznej metodzie regulacji i stosunku obligacyjnym, w opozycji do administracyjnoprawnej metody regulacji, gdzie jeden podmiot z uwagi na swoje uprawnienia wynikające z hierarchii może wydawać w stosunku do drugiego decyzje o charakterze władczym. Z uwagi na powyższe, nie ma powodów, aby warunków przyłączenia nie interpretować w świetle regulacji cywilistycznych.

Istotną zmianę w zakresie interpretacji zakresu inwestycji objętych warunkami przyłączenia i finansowanych przez Oplatę przyłączeniową zawiera art. 17 ust. 2 Projektu PE. Wprowadza on bowiem definicję realizacji przyłączenia, przez którą rozumie się budowę odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o przyłączenie urządzeń, instalacji lub sieci do sieci elektroenergetycznej lub do sieci ciepłowniczej, z pozostałą częścią sieci (co zbliża tę definicję do definicji „przyłącza” zawartej w Rozporządzeniu systemowym). Powyżej opisana zmiana ma zostać wprowadzona do obecnie obowiązującego Prawa energetycznego na mocy Projektu OZE [por. art. 171 pkt 2c) Projektu OZE]. Zmianę tę należy ocenić pozytywnie, gdyż powinna już definitywnie zamknąć pole do sporów pomiędzy Operatorami a inwestorami co do zakresu inwestycji objętej opłatą przyłączeniową.

## **Treść warunków przyłączenia i umowy o przyłączenie**

Jak wskazaliśmy powyżej, zakres spraw uregulowanych warunkami przyłączenia został wskazany w § 8 Rozporządzenia systemowego. Do

---

<sup>18</sup> Wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 31 stycznia 2013 roku, sygn. akt: VI ACa 895/12.

spraw tych należy m.in. określenie miejsca przyłączenia, miejsca dostarczenia energii elektrycznej, mocy przyłączeniowej, zakresu niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem, miejsca zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego czy określenie wymaganego stopnia skompensowania mocy biernej. Pojawia się w związku z tym pytanie czy Operator może uregulować w warunkach przyłączenia również inne kwestie związane z przyłączeniem do sieci, a nie wskazane wprost w bezwzględnie obowiązujących przepisach prawa. We wspomnianym § 8 Rozporządzenia systemowego zdecydowano, że wskazany katalog kwestii do uregulowania w warunkach przyłączenia jest katalogiem otwartym, tym samym zgodnie z tym przepisem dopuszczalne jest uregulowanie innych kwestii związanych z przyłączeniem. Inwestorzy często w swoich warunkach przyłączenia znajdują postanowienia dotyczące konieczności zawarcia określonych zobowiązań w umowie o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji energii elektrycznej.

Zasadniczo uregulowanie pewnych kwestii w warunkach przyłączenia, a następnie w umowie o przyłączenie do sieci wydaje się – przynajmniej z punktu widzenia Operatora – uzasadnione, aby zapewnić Operatorowi określony przychód z wybudowanej linii sfinansowanej ze środków Operatora – uzyskiwany już po przyłączeniu (np. regulując wielkość zarezerwowanej mocy przesyłowej i zasady jej wykorzystania). Często sytuacją jest również regulowanie, nieprzewidzianych Prawem energetycznym, kwestii związanych z koniecznością przedłożenia przez inwestora określonego zabezpieczenia wykonania umowy o przyłączenie.

Z drugiej jednak strony, w warunkach przyłączenia (czy też później na etapie umowy o przyłączenie) dochodzi również do regulowania przez Operatorów kwestii trudnych do pogodzenia z istotą warunków przyłączenia, takich jak kwestia możliwości ograniczania odbioru energii elektrycznej wytworzonej w OZE z jednoczesnym zrzeczeniem się wszelkich roszczeń z tym związanych przez podmiot przyłączany. Sposobem regulowania tej kwestii przez Operatorów jest wprowadzanie postanowień uzależniających wyprowadzanie pełnej mocy ze źródła od zrealizowania przez Operatorów szeregu inwestycji, przy czym inwestycje te nie są bezpośrednio związane z przyłączeniem jednostki wytwórczej do sieci. Inwestycje te wynikają bowiem z nałożonego na operatorów obowiązku budowy i rozbudowy sieci, o którym mowa w art. 7 ust 5 Prawa energetycznego oraz 4 ust. 1, art. 9c ust. 2 pkt 1, 3, 4, 17 i 18, art. 9c ust 3 pkt 1, 3, 4 i 11 Prawa energetycznego.

W związku z tym termin realizacji wspomnianej budowy i rozbudowy elementów sieci nie związanych bezpośrednio z przyłączeniem do sieci nie jest wskazany w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie, a jeśli

dochodzi do wskazania tych terminów w umowie o przyłączenie, to z reguły w sposób niewiążący dla Operatora bądź bez rzeczywistych konsekwencji finansowych w przypadku jego niedotrzymania. Nasuwa się pytanie o relację powyżej wskazanych postanowień umownych do bezwzględnie wiążących norm Prawa energetycznego. Zgodnie bowiem z art. 9c ust. 6 Prawa energetycznego operatorzy sieci, w obszarze swojego działania są obowiązani zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii wytworzonej w OZE, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE. Jest to jeden z elementów systemu wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

Art. 9c ust. 6 Prawa energetycznego przewiduje możliwość ograniczenia obowiązku priorytetowego dostępu do sieci dla energii wytworzonej w OZE, z uwagi na bezpieczeństwo i niezawodność KSE. Można argumentować, iż w zależności od rodzaju zagrożenia KSE, Operatorzy powinni jednak najpierw ograniczyć odbiór energii elektrycznej wyprodukowanej w innej technologii niż wysoko sprawna kogeneracja oraz OZE, chyba że zagrożenie wynika właśnie ze zbyt dużej ilości energii wytworzonej w którejś z tych technologii. Określanie już w samej umowie o przyłączenie do sieci – nawet w sposób pośredni – że bezpieczeństwo i niezawodność funkcjonowania KSE są stale zagrożone i do czasu przeprowadzenia inwestycji Operatorzy sieci będą mogli ograniczać w części lub całości odbiór energii z przyłączonej jednostki wytwórczej, może zostać uznane za sprzeczne z art. 9c ust. 6 Prawa energetycznego.

Dodatkowo art. 16 ust. 2 Dyrektywy 2009/28 stanowi, że z zastrzeżeniem wymogów odnoszących się do zachowania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów, zdefiniowanych przez organy krajowe, państwa członkowskie mają zapewnić, aby operatorzy sieci gwarantowali przesył i dystrybucję energii elektrycznej wytworzonej w OZE. Każdy z przypadków ograniczenia odbioru energii wytworzonej w OZE powinien być rozpatrywany indywidualnie i jeżeli ograniczenie jest uzasadnione, to nie ma potrzeby wprowadzania do umowy postanowienia o możliwości ograniczania odbioru energii, ponieważ uprawnienie to wynika właśnie z bezwzględnie wiążącego przepisu art. 9c ust. 6 Prawa energetycznego. Wszelkie tego typu postanowienia zawarte w umowie o przyłączenie do sieci, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub dystrybucyjnych albo nawet w warunkach przyłączenia powinny być więc redagowane przez Operatorów z dużą ostrożnością, aby nie narażać się na zarzut ze strony Prezesa URE dotyczący niewypełniania obowiązków działalności koncesjonowanej oraz obowiązków operatorskich, za co grozi kara pieniężna.

W kontekście treści umowy o przyłączenie warto również zwrócić uwagę na wprowadzony Małym Trójpakiem wymóg uwzględniania w umowach o przyłączenie harmonogramu przyłączenia<sup>19</sup>. Wymóg ten na pewno będzie budzić wątpliwości w praktyce, w szczególności ze względu na brak wytycznych co do treści harmonogramu oraz konieczność dostosowania również istniejących umów o przyłączenie do nowych wymagań w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie Małego Trójpaku. W przypadku braku porozumienia stron co do dostosowania umowy, stronie, która nie jest odpowiedzialna za niepowodzenie negocjacji, przysługiwać będzie nieograniczone żadnym terminem prawo odstąpienia od umowy. Również więc na tle ustalania odpowiedzialności za brak anektowania umowy spodziewać się można licznych sporów. Konkludując, warto wskazać również na fakt, iż choć jedynym novum, jeśli chodzi o wymaganą treść umowy o przyłączenie, jest wskazany powyżej harmonogram, konieczność dostosowania umów pod rygorem prawa odstąpienia dotyczy wszystkich wymaganych prawem elementów, a na rynku funkcjonuje obecnie szereg umów, które pewnych elementów nie zawierają (takich jak np. ilość energii przewidzianej do odbioru).

## Koszty przyłączenia do sieci

Oprócz uzyskania warunków przyłączenia do sieci, wskazujących, że możliwość przyłączenia do sieci jest możliwa, istotny jest koszt przyłączenia OZE do sieci. Sposób obliczania opłaty za przyłączenie, w tym określenie jakimi elementami inwestycji można obciążać inwestora, wskazują Prawo energetyczne oraz Rozporządzenie taryfowe. Regulacja w zakresie kalkulacji opłaty przyłączeniowej związanej z przyłączaniem wytwórców energii elektrycznej do sieci nie zawiera różnic wynikających z napięcia znamionowego sieci, do której następuje przyłączenie. W związku z tym, ten sam sposób kalkulacji opłaty przyłączeniowej znajduje zastosowanie w przypadku przyłączenia wytwórcy do sieci dystrybucyjnej OSD, jak i do sieci przesyłowej. Regulacja ta nie jest jednoznaczna i jej wykładnia dokonywana przez inwestorów oraz Operatorów często różni się, co w praktyce powoduje spory co do zakresu inwestycji podlegających finansowaniu za pomocą opłaty za przyłączenie.

---

<sup>19</sup> Przy czym już na etapie wydawania warunków przyłączenia Operator ma obowiązek określić planowany harmonogram.

Zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia („**Oplata przyłączeniowa**”). Jedynie w przypadku odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW pobiera się natomiast połowę tejże Opłaty przyłączeniowej<sup>20</sup>. Aby odpowiedzieć na pytanie o sposób kalkulacji Opłaty przyłączeniowej, należy dokonać wykładni pojęcia rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

W § 13 ust. 5 Rozporządzenia taryfowego wskazuje się, jakie koszty można uwzględnić w rzeczywistych nakładach, które służą kalkulacji Opłaty przyłączeniowej. Zgodnie z tymi przepisami do kosztów tych należą: wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych; uzgadnianie dokumentacji; uzyskanie pozwoleń na budowę; zakup materiałów do budowy odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci z uwzględnieniem długości tych odcinków; roboty budowlano-montażowe wraz z nadzorem; wykonanie niezbędnych prób; koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcia terenu, niezbędne do budowy lub eksploatacji urządzeń; a także koszty sporządzenia ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny<sup>21</sup>. Powyższe wyliczenie stanowi w naszej opinii zamknięty katalog rodzajów wydatków, które Operator może brać pod uwagę przy określeniu wysokości Opłaty przyłączeniowej.

W Prawie energetycznym oraz aktach wykonawczych do tej ustawy brakuje jednak definicji pojęcia „*realizacja przyłączenia*”, w kontekście którego należy rozpatrywać wskazane powyżej rodzaje wydatków. Zarówno Rozporządzenie systemowe, w § 2 pkt 15, jak również Rozporządzenie taryfowe w § 2 pkt 8 definiują jedynie pojęcie „*przyłącza*” jako odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego

---

<sup>20</sup> Zgodnie z art. 3 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska z dnia 4 marca 2005 roku (Dz. U. z 2005 roku, Nr 62, poz. 552), do dnia 31 grudnia 2010 roku Opłatę przyłączeniową w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej wyższej niż 5 MW pobierało się również w wysokości jednej drugiej obliczonej opłaty.

<sup>21</sup> Należy wskazać, iż w Rozporządzeniu taryfowym, w porównaniu do poprzedzającego je rozporządzenia, brak przepisu stanowiącego, że powyższe wydatki ponoszone mogą być jedynie na budowę odcinków sieci, od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie do sieci. Choć nie zmienia to naszych wniosków, na pewno pozostawia teoretycznie większy zakres interpretacji pojęcia „*odcinka sieci*”.

usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Poprzez „miejsce przyłączenia” należy zaś rozumieć, zgodnie z § 2 pkt 8 Rozporządzenia systemowego, punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią. Przyłącze wobec tego jest pewnym odcinkiem sieci łączącym (w miejscu przyłączenia) instalacje podmiotu przyłączanego z siecią elektroenergetyczną Operatora. Gdyby zatem ustawodawca w art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego posłużył się pojęciem rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację *przyłącza*, nie byłoby konieczne dokonywanie wykładni, gdyż sposób kalkulacji Opłaty przyłączeniowej byłby jasny i zgodny z pozostałymi przepisami Prawa energetycznego. Jednak w świetle wykładni funkcjonalnej art. 7 ust. 5 i art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego można sądzić, że zamiarem ustawodawcy było właśnie uwzględnienie w kalkulacji Opłaty przyłączeniowej tylko rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację *przyłącza*, tym samym należy rozważyć czy Operator może z tytułu Opłaty przyłączeniowej pozyskiwać również jakąkolwiek część nakładów na rozbudowę lub przebudowę sieci Operatora.

Odpowiadając na to pytanie, należy wziąć pod uwagę zakres ustawowych obowiązków samego Operatora w zakresie rozbudowy sieci, określonych w szczególności treścią przepisów art. 4 ust. 1, art. 7 ust. 5 oraz art. 9c ust. 2 pkt 1, 3, 4, 17 i 18, art. 9c ust. 3 pkt 1, 3, 4 i 11 Prawa energetycznego. Zgodnie z powyższą regulacją, Operatorzy są w szczególności zobowiązani do utrzymywania zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię elektryczną w sposób ciągły i niezawodny oraz współpracy z innymi operatorami w celu zapewnienia niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, a także planowania rozwoju sieci i są zobowiązani zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie.

Obowiązki Operatorów wynikające z treści przepisów art. 4 ust. 1, art. 7 ust. 5, art. 9c ust. 2 pkt 1, 3, 4, 17 i 18 i art. 9c ust. 2 oraz ust. 3 pkt 1, 3, 4 i 11 Prawa energetycznego mają kluczowe znaczenie dla określenia sposobu ponoszenia przez Operatorów kosztów budowy i rozbudowy sieci. Na Operatorze, do którego wpłynął wniosek o wydanie warunków przyłączenia, będzie bowiem spoczywał ustawowy obowiązek przyłączenia danego podmiotu, zgodnie z art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego<sup>22</sup>. W wyroku z dnia

<sup>22</sup> Z naszej praktyki wynika, że w sytuacji, gdy przyłączenie do sieci będzie realizować kilku Operatorów, każdy z Operatorów zaangażowanych w realizację przyłączenia niezależnie uwzględni w swoim planie rozwoju niezbędne inwestycje polegające na budowie lub rozbudowie sieci, niezależnie czy to w jego obszarze działalności będzie mieć miejsce faktyczne przyłączenie wytwórcy. Słuszność powyższej praktyki potwierdza również brzmienie § 29

11 kwietnia 2012 r.<sup>23</sup> Sąd Najwyższy uznał jednak, że wskazane powyżej obowiązki wynikające z art. 4 ust. 1, art. 9c ust. 2 oraz ust. 3 Prawa energetycznego, należy odróżnić od obowiązku wynikającego z art. 7 ust. 5 Prawa energetycznego, gdyż jedynie ten ostatni przepis ma związek z rozbudową sieci na potrzeby przyłączania nowych podmiotów. Zdaniem Sądu, pozostałe przepisy mają za zadanie zobowiązać Operatorów do rozbudowy i modernizacji sieci na potrzeby utrzymania spójności i prawidłowego działania systemu.

W opinii autorów trudno jednak dokonać sztywnego rozdziału pomiędzy tymi obowiązkami, gdyż na spójność i prawidłowe działanie systemu składa się również odpowiednia ilość mocy wytwórczej w systemie, w celu jego zbilansowania. Innymi słowy, mimo iż podstawowy cel zobowiązań w zakresie rozbudowy sieci nałożonych w poszczególnych przepisach Prawa energetycznego jest różny (ponieważ inaczej wystarczyłby jeden przepis), to obowiązki te przeplatają się i uzupełniają. Z faktu ustanowienia różnych celów rozbudowy i modernizacji sieci w Prawie energetycznym nie można wywodzić, że w jakimkolwiek stopniu te obowiązki powinny zostać przerzucone na podmiot przyłączany (poza sytuacją przyłączenia na zasadach komercyjnych, zgodnie z art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego).

Na podstawie powyżej opisanych obowiązków nałożonych na Operatorów, w tym obowiązku zapewnienia realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w naszej opinii przepisy dotyczące obliczania i naliczania Opłaty przyłączeniowej należy poddać wykładni funkcjonalnej, prowadzącej do uzyskania norm, które znajdują możliwie silne uzasadnienie aksjologiczne w ocenach, które przypisuje się ustawodawcy<sup>24</sup>. W konsekwencji należy uznać, że ustawowy zakres obowiązków Operatorów musi wiązać się z ponoszeniem przez nich kosztów działalności operatorskiej, w tym

---

ust. 1 i 2 Rozporządzenia systemowego. Co więcej, zgodnie z § 30 ust. 1 pkt 2 Rozporządzenia systemowego w celu skoordynowania rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcy i odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, przekazują m.in. właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Natomiast § 31 ust. 1 i 2 Rozporządzenia systemowego stanowi, że dane te (w zakresie stanu istniejącego, jak i prognozowanego) dotyczyć mogą m.in. mocy i energii elektrycznej – w zakresie ich zużycia i zapotrzebowania na nie, a także przedsięwzięć – w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną.

<sup>23</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 11 kwietnia 2012 roku, sygn. akt: III SK 33/11, publ. LEX nr 116534.

<sup>24</sup> Zob. S. Wronkowska, *Podstawowe pojęcia prawa i prawoznawstwa*, wydanie II, Poznań 2003, str. 82.

kosztów związanych z rozbudową sieci elektroenergetycznej, które to koszty co do zasady są brane pod uwagę przy kalkulacji taryf weryfikowanych i zatwierdzanych przez Prezesa URE na podstawie art. 47 ust. 1, 2 oraz 2e w związku z art. 45 ust. 1 pkt 2 Prawa energetycznego<sup>25</sup>.

W ten sposób właśnie zapewniane jest finansowanie inwestycji infrastrukturalnych liniowych. Na możliwość ujęcia tego kosztu w taryfie wskazuje zresztą sam art. 45 ust. 1 pkt 2 Prawa energetycznego, który nakazuje, aby przy kalkulacji taryf zapewnić pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez Operatorów w związku z realizacją ich zadań. Dotyczy to między innymi nakładów na inwestycje związane z przyłączeniem podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci, które to inwestycje ujęte są w planie rozwoju danego Operatora.

Powyższą zasadę potwierdza również brzmienie art. 7 ust. 10 Prawa energetycznego, zgodnie z którym koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w zakresie w jakim nie zostały pokryte wpływami z Opłaty przyłączeniowej (czy to wyliczonej na podstawie rzeczywistych nakładów, o których mowa w art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego, czy też w przypadku przyłączenia na zasadach komercyjnych, tj. w wysokości uzgodnionej z podmiotem przyłączanym wobec braku warunków ekonomicznych przyłączenia) nie stanowią podstawy do ustalenia w taryfie stawek opłat za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej. Przepis ten wprowadza więc wyjątek od reguły, zgodnie z którą koszty związane z rozbudową i przebudową sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej są uwzględniane przez Operatora w zatwierdzanej przez Prezesa URE taryfie, w stawce opłat za dystrybucję lub przesył.

Zasadność wąskiej interpretacji pojęcia rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia wynika również z brzmienia art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego. Przepis ten wprowadza wyjątek od zasady określonej w art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego i dopuszcza sytuację, w której z powodu braku *ekonomicznych warunków przyłączenia*, przedsiębiorstwo energetyczne może uzgodnić z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie opłatę przyłączeniową w innej niż wynikająca z nakładów poniesionych na realizację przyłączenia wysokości.

Potwierdzeniem powyższej interpretacji jest również stwierdzenie zawarte w instrukcji dotyczącej sposobu kalkulacji taryf OSD na rok 2013<sup>26</sup>.

<sup>25</sup> Por. wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 4 czerwca 2012 roku, sygn. akt: VI ACa 1508/11; wyrok Sądu Najwyższego z dnia 11 kwietnia 2012 roku, sygn. akt: III SK 33/11; wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 19 lutego 2010 roku, sygn. akt: VI ACa 1142/09.

<sup>26</sup> Dokument sporządzony przez Departament taryf Urzędu Regulacji Energetyki „Taryfy OSD na rok 2013”, pkt. 2.4, zamieszczony na stronie internetowej <http://bip.ure.gov.pl/>

W dokumencie tym Prezes URE wyraźnie wskazuje, że: *Przypomnienia – jak co roku – wymaga, iż opłaty za przyłączenie podmiotów (w tym również OZE) powinny zostać ustalone i pobierane na podstawie nakładów inwestycyjnych na budowę przyłącza, bez uwzględniania nakładów na rozbudowę sieci niezbędnej do przyłączenia.*

Powyższe stanowisko Prezesa URE znajduje potwierdzenie w wielu wyrokach sądowych. Przykładowo w wyroku SOKiK z dnia 25 czerwca 2009 roku<sup>27</sup> Sąd stwierdził, że opłata przyłączeniowa powinna być ustalona na podstawie rzeczywistych nakładów na budowę *przyłącza*, bez uwzględnienia nakładów na rozbudowę sieci należącej do Operatora, niezbędnych do przyłączenia, tj. że Operator powinien pobrać opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, rozumianych jako nakłady poniesione na budowę odcinków sieci służących tylko do przyłączenia<sup>28</sup>.

Ponadto Sąd odróżnił pojęcia „przyłączenia do sieci” oraz „rozbudowy sieci”, wskazując, że koszty związane z przebudową sieci elektroenergetycznej ponosi to przedsiębiorstwo energetyczne, do którego sieci zostaje dokonane przyłączenie danego podmiotu. Jednocześnie Sąd odrzucił argumentację Operatora, że opłata przyłączeniowa powinna obejmować również wszelkie inne nakłady poniesione w związku z koniecznością modernizacji sieci należącej do tego Operatora, gdyż podmiot przyłączany ponosiłby wówczas wszelkie koszty budowy lub rozbudowy sieci przedsiębiorstwa energetycznego, co powodowałoby z kolei przeniesienie części obowiązków Operatora określonych w Prawie energetycznym na podmiot przyłączany. Podobnie uzasadniał swoje rozstrzygnięcie SOKiK w wyroku z dnia 23 marca 2010 roku, przyjmując m.in., że przywołane w treści przepisu art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego „rzeczywiste nakłady poniesione na realizację przyłączenia” oznaczają „nakłady poniesione na budowę odcinków sieci służących tylko do przyłączenia”<sup>29</sup>.

Na marginesie należy zwrócić uwagę, że pojęcie warunków ekonomicznych oraz warunków technicznych przyłączenia nie zostało zdefiniowane w obowiązującym prawie. Zgodnie z opinią orzecznictwa powołanie się przez przedsiębiorstwo energetyczne na brak warunków ekonomicznych przyłączenia może wystąpić jedynie w wyjątkowych przypadkach. W wy-

[bip/taryfy-i-inne-decyzje/zalozenia-dla-kalkulac/1094,Zalozenia-do-kalkulacji-taryf-OSD-narok-2013.html](http://bip/taryfy-i-inne-decyzje/zalozenia-dla-kalkulac/1094,Zalozenia-do-kalkulacji-taryf-OSD-narok-2013.html).

<sup>27</sup> Wyrok SOKiK z dnia 25 czerwca 2009 roku, sygn. akt: XVII AmE 206/08.

<sup>28</sup> Ta sama argumentacja Prezesa URE została przedstawiona w wyroku SOKiK z dnia 25 czerwca 2009 roku, sygn. akt: AmE 205/08. Oba te wyroki dotyczyły bowiem odwołań od tej samej decyzji Prezesa URE.

<sup>29</sup> Wyrok SOKiK z dnia 23 marca 2010 roku, sygn. akt: XVII AmE 113/09.

roku SOKiK z dnia 18 lutego 2002 roku, sygn. akt XVII AmE 100/01, sąd wskazał, że z *aksjologicznego punktu widzenia stan braku warunków ekonomicznych może wystąpić jedynie w przypadkach wyjątkowych*, choć podkreślić należy, że wyrok ten dotyczył przyłączenia instalacji odbiorczej.

W Małym Trójpaku nie doprecyzowano niestety w żaden sposób kwestii ujmowania w opłacie za przyłączenie jedynie kosztów płytkich (jedynie koszt realizacji przyłącza). Istotną zmianą jest jednak to, iż w przypadku gdy nie ma warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia w zakresie mocy wskazanej przez inwestora, Operator powiadamia inwestora dla jakiej mocy przyłączeniowej warunki te są spełnione. Jeżeli inwestor zgodzi się na ograniczenie mocy wskazanej pierwotnie we wniosku, Operator wyda warunki przyłączenia na tę zmodyfikowaną wielkość mocy, natomiast jeżeli inwestor nie wyrazi zgody na taką zmianę, Operator odmówi określenia warunków przyłączenia, a Inwestor będzie uprawniony do skorzystania z art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego (wniosek do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu).

Trochę odmienną regulację zawiera Projekt PE art. 8 ust. 4. Zgodnie z nim, w przypadku niedostatku dostępnej mocy, Operator może wydać warunki przyłączenia na wniosek podmiotu, jeśli źródło będzie wyposażone w magazyn energii elektrycznej. Inną godną uwagi zmianą wprowadzoną przez Mały Trójpak jest natomiast zapis, zgodnie z którym, w przypadku braku warunków technicznych przyłączenia, wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, w terminie wskazanym przez wnioskodawcę, Operator ma obowiązek określenia planowanego terminu oraz warunków wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci oraz terminu przyłączenia do sieci. Praktyka pokaże, jaka będzie rzeczywista doniosłość tych nowych przepisów.

## Przyłączenie a plany rozwoju sieci

Bogate orzecznictwo w materii rozumienia pojęcia rzeczywistych nakładów na przyłączenie zostało uzupełnione stanowiskiem Prezesa URE nr 10/2010 z dnia 29 czerwca 2010 roku w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych („**Stanowisko 10/2010**”), które usystematyzowało metody badania opłacalności przyłączenia na podstawie powszechnie uznawanych wskaźników ekonomicznych. Zgodnie ze Stanowiskiem 10/2010, Operatorzy dokonują budowy i rozbudowy sieci na obszarze swojego działania, opierając się na uzgodnionym z Prezesem URE projekcie pla-

nu rozwoju – *uzgodnienie to oznacza obowiązek przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie z obszaru objętego uzgodnionym projektem planu i zwalnia z konieczności przeprowadzenia analizy efektywności każdego wniosku przyłączeniowego.*

Uzgodnienie planu rozwoju z Prezesem URE pełni funkcję gwarancyjną dla Operatora, że wszelkie inwestycje w nim zawarte znajdą pokrycie w taryfie. W przypadku zaś inwestycji nieuwzględnionej w planie rozwoju, odmowa przyłączenia (albo ewentualnie ustalenie wyższej kwoty opłaty przyłączeniowej w umowie o przyłączenie, zgodnie z art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego) musi być poprzedzona analizą ekonomiczną pozwalającą na stwierdzenie, że nie istnieją warunki ekonomiczne przyłączenia. Sam fakt nieumieszczenia w planie rozwoju określonej inwestycji nie oznacza więc automatycznie braku warunków ekonomicznych przyłączenia i nie zwalnia Operatora z obowiązku przeprowadzenia stosownej analizy w zakresie wyśturowania ekonomicznych warunków przyłączenia.

Dopiero po dokonaniu analizy w tym zakresie i stwierdzeniu braku ekonomicznych warunków przyłączenia, Operator może odmówić przyłączenia, bądź ustalić Opłatę przyłączeniową zgodnie z art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego (tzw. przyłączenie na warunkach komercyjnych). Nieuwzględnienie inwestycji w planie rozwoju nie oznacza także braku możliwości uwzględnienia tego przedsięwzięcia w kolejnym projekcie takiego planu. Należy podkreślić ponadto, że nieuwzględnienie w planie rozwoju inwestycji koniecznych do przyłączenia określonego podmiotu nie oznacza automatycznie możliwości przerzucenia kosztów sfinansowania inwestycji sieciowych niezbędnych do dokonania przyłączenia na podmiot przyłączany w formie Opłaty przyłączeniowej.

SOKiK w wyroku z dnia 23 marca 2010 roku, sygn. akt XVII AmE 113/09, stwierdził m.in., że nieujęcie w planie rozwoju inwestycji koniecznych do przyłączenia określonego podmiotu nie oznacza automatycznie możliwości ich sfinansowania w formie opłaty przyłączeniowej, a powinno raczej skłonić Operatora do wystąpienia o aktualizację planu rozwoju. Wobec tego nieuzasadnione w takim przypadku byłoby wyznaczenie przez Operatora odległego terminu przyłączenia albo w ogóle go nie sprecyzowanie, z powołaniem się na brak uzgodnienia danej inwestycji w konkretnym planie rozwoju, gdyż Operator powinien właśnie, opierając się na wnioskach o przyłączenie dokonywać modyfikacji planu rozwoju, naturalnie w rozsądnym zakresie, wynikającym z ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen i stawek opłat, co jest weryfikowane w procesie zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE.

W podobnym tonie wypowiedział się Sąd Apelacyjny w Warszawie w wyroku z dnia 19 lutego 2010 roku, podtrzymując linię orzeczniczą

ukształtowaną przez SOKiK<sup>30</sup>. W orzeczeniu tym Sąd Apelacyjny zaprezentował także swoje stanowisko dotyczące konsekwencji nieuwzględnienia inwestycji w planie rozwoju. W wyroku tym Sąd Apelacyjny, dokonując wykładni przepisów art. 9c ust. 3 pkt 3 i 11 w związku z art. 7 ust. 1 i 2 oraz art. 4 ust. 1 Prawa energetycznego stwierdził, że *nie ulega wątpliwości, że rozbudowa sieci na potrzeby przyłączy jest wyłącznym obowiązkiem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej*. Sąd dalej podkreślił, że wielkość nakładów na inwestycje związane z przyłączeniem podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci, które są ujęte w planie rozwoju Operatora, jest uwzględniana w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach jako koszty uzasadnione, tym samym inwestycje te finansowane są poprzez zatwierdzoną taryfę.

Nie oznacza to jednak, że może zostać uznany za uzasadniony argument dotyczący braku uwzględnienia potrzebnej rozbudowy sieci w planie rozwoju OSD jako przesłanka odmowy przyłączenia do sieci. Założona w planie rozwoju struktura finansowania powinna podlegać zmianom (aktualizacji) w celu optymalizacji kosztów finansowania inwestycji. Przyjęcie poglądu przeciwnego dotyczącego zależności pomiędzy uwzględnieniem w planie rozwoju danej inwestycji a występowaniem warunków przyłączenia oznaczałoby *zniweczenie normy prawnej zawartej w art. 7 Prawa energetycznego, tj. obowiązku przyłączania do sieci*. Operator systemu mógłby bowiem blokować przyłączenia do sieci, celowo nie planując danych inwestycji, a następnie zastaniając się planem rozwoju uzgodnionym z [Prezesem URE], który nie uwzględnia danej inwestycji w rozbudowę czy modernizację sieci. Plan rozwoju nie może stać się instrumentem, który utrudnia dostęp do rynku wytwarzania energii elektrycznej i rozwój konkurencji w dostawach energii elektrycznej. Jest także oczywiste, że żaden Operator nie jest w stanie przewidzieć w wieloletnim planie rozwoju, jakie wnioski o przyłączenie będą składane. Dokument ten podlega zatem różnym korektom, za co odpowiedzialny jest we własnym zakresie Operator.

Niektóre tezy podniesione w powyższych orzeczeniach zostały powtórzone w dwóch wyrokach SOKiK z dnia 28 października 2010 roku, sygn. akt XVII AmE 143/09 oraz sygn. akt XVII AmE 80/10. W pierwszym z tych wyroków, SOKiK stwierdził, że *w przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru, a także gdy istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, to koszty związane z przebudową sieci elektroenergetycznej ponosi*

---

<sup>30</sup> Wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 lutego 2010 roku, sygn. akt: VI ACa 1142/09.

ten podmiot, do którego sieci zostaje dokonane przyłączenie danego podmiotu ubiegającego się. Natomiast zgodnie z drugim orzeczeniem, zdaniem SOKiK Prezes URE prawidłowo, zgodnie z przepisami Prawa energetycznego określił w umowie opłaty za przyłączenie farmy wiatrowej [...] na podstawie rzeczywistych nakładów na budowę **przyłącza** [podkreśl. autorów], nie uwzględniając nakładów na rozbudowę [sieci] przedsiębiorstwa energetycznego niezbędnej do przyłączenia.

Niedawno w powyższej kwestii wypowiedział się Sąd Najwyższy, przy okazji wydawania wyroku z dnia 11 kwietnia 2012 r.<sup>31</sup>, gdzie stwierdził, iż *Skoro jest to opłata za przyłączenie do sieci, to jest to opłata za zespolenie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego. Ponieważ jest to opłata za zespolenie przyłączanej instalacji z istniejącą siecią, powinna obejmować tylko nakłady na wykonanie owego zespolenia. Nie może natomiast obejmować nakładów na rozbudowę sieci przedsiębiorstwa, celem akomodacji nowych instalacji dostarczających energię (w zakresie w jakim rozbudowa ta nie ma związku z samym połączeniem nowego źródła energii z siecią).*

Podsumowując, Opłata przyłączeniowa powinna być kalkulowana na podstawie rzeczywistych nakładów na przyłączenie rozumiane wąsko, jako budowa *przyłącza*, będącego odcinkiem sieci do miejsca przyłączenia instalacji wytwórcy z siecią Operatora. Powyższe potwierdzają zarówno oficjalne stanowiska Prezesa URE, jak również jednolita linia orzecnicza przyjęta w wyrokach sądowych SOKiK, Sądu Apelacyjnego w Warszawie oraz Sądu Najwyższego. Pomimo zauważalnych nieścisłości oraz nie zawsze jasnej wykładni przepisów, w szczególności niekonsekwentnego posługiwania się pojęciami *przyłącza* i *przyłączenia*, w naszej opinii orzeczenia SOKiK i Sądu Apelacyjnego opierają się na podstawowym, słusznym założeniu rozróżniającym zakres pojęciowy Opłaty przyłączeniowej ponoszonej przez podmiot przyłączany od zasad dotyczących realizacji i finansowania przebudowy i rozbudowy sieci w ramach wykonywania przez Operatora jego ustawowych obowiązków.

## Terminy w procedurze określania warunków przyłączenia

Problemy natury technicznej związane z uzyskaniem warunków przyłączenia, polegające na braku dostatecznej wielkości mocy przyłączeniowej w systemie sprawiają, że niekiedy o uzyskaniu warunków przyłączenia decyduje moment złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia,

<sup>31</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 11 kwietnia 2012 roku, sygn. akt: III SK 33/11, publ. LEX nr 116534.

gdyż konkurencyjne wnioski rywalizują o dostępną moc na danym terenie. Z tego powodu przepisy prawa powinny jednoznacznie wskazywać zdarzenie rozpoczynające formalnie procedurę uzyskiwania warunków przyłączenia, tak aby wszelkie wnioski złożone po tej dacie rozpatrywane były z uwzględnieniem tego wniosku. Dodatkowo zdarzenie to stanowić powinno początek biegu terminu na określenie warunków przyłączenia wskazanego w art. 7 ust. 8g Prawa energetycznego, tj. terminu 150 dni.

Zagadnieniem, któremu należy się przyjrzeć jest moment początkowy biegu terminów do określenia warunków przyłączenia, a mianowicie, kiedy rzeczywiście mamy do czynienia ze złożonym przez inwestora wnioskiem. Zarówno w doktrynie<sup>32</sup>, jak i w uzasadnieniu do poprawek wnoszonych przez Senat do ustawy nowelizującej Prawo energetyczne z dnia 8 stycznia 2010 roku<sup>33</sup>, uznaje się, że wniosek o określenie warunków przyłączenia jest wnioskiem, gdy jest kompletny, tzn. spełnia wszystkie wymagane przez prawo warunki i w ten sposób może podlegać merytorycznemu rozpoznaniu. Poszczególne przepisy Prawa energetycznego mówią natomiast o dacie złożenia wniosku i o dacie potwierdzenia kompletności wniosku, pomijając, że mogą to być zupełnie różne daty.

Zgodnie z art. 7 ust. 8h Prawa energetycznego przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest potwierdzić złożenie przez inwestora wniosku o określenie warunków przyłączenia. Prawo energetyczne nie precyzuje jednak, w jakim terminie ma to nastąpić. IRiESP część – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESP) wskazuje w punkcie 2.2.1.2.2.1 (2), że Operator w terminie 14 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku dokonuje jego weryfikacji i, w razie potrzeby, wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku. IRiESP dalej wskazuje, że datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSP kompletnego wniosku. W związku z tym, jeżeli złożony wniosek od początku był kompletny, wtedy data potwierdzenia przez operatora kompletności wniosku oraz data złożenia kompletnego wniosku będą się różniły (data potwierdzenia kompletności będzie datą późniejszą). Kwestia ta jest istotna również z powodu konieczności wpłaty zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie. Nasuwa się bowiem pytanie, od kiedy należy więc liczyć początek terminu do wpłaty zaliczki, aby uniknąć ryzyka pozostawienia wniosku bez rozpoznania?

<sup>32</sup> M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, [w:] *Prawo Energetyczne. Komentarz*, pod red. M. Swory i Z. Murasa, wydanie 1, Warszawa 2010, LEX, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt 34; podobne, choć jedynie w zakresie terminów M. Czarnecka, T. Oglódek, [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, rok wydania 2012, C.H. Beck, wydanie 2, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt 19.

<sup>33</sup> Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 roku, Nr 21, poz. 104).

Zgodnie z art. 7 ust. 8a Prawa energetycznego podmiot ubiegający się o przyłączenie wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie. Prawo energetyczne w art. 7 ust. 8c nakazuje dokonać wpłaty zaliczki w ciągu 14 dni (kalendarzowych) od dnia złożenia wniosku pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpoznania (podobnie 2.2.1.2.2.1 (4) IRiESP, inaczej i niespójnie w 2.2.1.1.7 IRiESP - 7 dni). Jednocześnie, według IRiESP operator ma 14 dni roboczych od dnia złożenia wniosku na potwierdzenie jego kompletności, a jak wskazaliśmy powyżej, dopiero data otrzymania przez OSP kompletnego wniosku jest datą złożenia wniosku w świetle IRiESP. Czy więc można założyć, że termin na wpłatę zaliczki przez inwestora wynoszący 14 dni kalendarzowych zaczyna biec dopiero od otrzymania potwierdzenia kompletności, będącego datą złożenia wniosku? Wydaje się, iż mimo wszystko tak nie jest, gdyż potwierdzenie kompletności wniosku może wskazywać wstecznie na datę fizycznego złożenia wniosku jako datę złożenia wniosku kompletnego.

Tym samym na dokonanie zapłaty zaliczki może inwestorowi pozostać kilka dni, a nawet możliwa jest sytuacja, że potwierdzenie nastąpi po upływie terminu do zapłaty zaliczki (z racji tego, iż termin wpłaty wynosi 14 dni kalendarzowych a termin rozpatrzenia kompletności wniosku wynosi 14 dni roboczych). Warto również zauważyć, że jedynie IRiESP definiuje pojęcie „daty złożenia wniosku” jako daty złożenia kompletnego wniosku. Można więc uznać na gruncie obowiązujących przepisów, że skoro Prawo energetyczne nie doprecyzowuje pojęcia daty złożenia wniosku, wpłaty zaliczki dokonać należy w ciągu 14 dni (kalendarzowych) od daty fizycznego złożenia wniosku (bez znaczenia czy kompletnego, czy też nie).

Na marginesie warto wskazać, iż brzmienie postanowień Prawa energetycznego oraz IRiESP może prowadzić do sytuacji, w której Operator 14 dnia roboczego od dnia złożenia wniosku stwierdzi kompletność wniosku o określenie warunków przyłączenia od dnia jego fizycznego złożenia i jednocześnie pozostawi ten wniosek bez rozpoznania z powodu braku wpłaty zaliczki w ustawowym terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku.

Należy również zauważyć, że Prawo energetyczne mówi o dokonaniu wpłaty zaliczki w terminie 14 dni od złożenia wniosku, tym samym inwestor również z tej przyczyny nie powinien czekać na potwierdzenie złożenia wniosku, o którym mowa w art. 7 ust. 8h Prawa energetycznego. Taką zachowawczą interpretację wspiera fakt, że przepis art. 7 ust. 8c nie nawiązuje w żaden sposób do art. 7 ust. 8h Prawa energetycznego. Ponadto rozbieżności w terminach określonych dla wstępnej analizy kompletności wniosku i dla wpłaty zaliczki mogły zostać wprowadzone celowo po to, aby Opera-

tor, przystępując do wstępnego rozpatrzenia wniosku wiedział, czy dokonano wpłaty zaliczki w terminie i tym samym czy istnieją przesłanki do pozostawienia wniosku bez rozpoznania.

Z drugiej strony, biorąc pod uwagę generalną zasadę ochrony uczestników rynku przed Operatorami mającymi z definicji silniejszą pozycję monopolistów naturalnych, bardziej uzasadnione wydaje się rozwiązanie, gdy inwestor dokonuje wpłaty zaliczki dopiero po tym, gdy uzyska informację, że wniosek jest kompletny i może podlegać merytorycznemu rozpoznaniu. Tym samym celowe naszym zdaniem byłoby doprecyzowanie na poziomie Prawa energetycznego terminu na dokonanie oceny kompletności wniosku przez Operatora oraz wskazanie w art. 7 ust. 8c Prawa energetycznego, że zaliczkę wnosi się w terminie 14 dni od uzyskania potwierdzenia złożenia kompletnego wniosku, o którym mowa w art. 7 ust. 8h Prawa energetycznego. Warto wskazać, iż zgodnie z art. 10 ust. 3 Projektu PE, termin na wniesienie zaliczki miałby zostać wydłużony do 21 dni, ale podobnie jak obecnie, liczonych od „dnia złożenia wniosku”.

Niezależnie od powyższego, jak już wcześniej wskazano, zgodnie z art. 7 ust. 8g Prawa energetycznego, w przypadku przyłączania źródeł, Operator zobowiązany jest wydać warunki przyłączenia w terminie 150 dni od dnia wpłaty zaliczki. Za dzień wpłaty zaliczki uważa się dzień zaksięgowania kwoty na koncie Operatora. W związku z powyższym pojawia się pytanie, czy w takim razie termin ten biegnie również w przypadku, gdy złożony przez inwestora wniosek nie jest kompletny? Brzmienie przytoczonego przepisu nie pozostawia wątpliwości, iż termin ten jest wiążący dla Operatora nawet w przypadku, gdy inwestor początkowo złożył wniosek niepełny, który następnie został uzupełniony o wymagane przez prawo i Operatora informacje lub dokumenty.

Początek biegu 150-dniowego terminu jest ważny również z dwóch innych powodów. Pierwszym z nich jest zagrożenie sankcją za naruszenie terminu określenia warunków przyłączenia. Zgodnie, bowiem z art. 56 ust. 1 pkt 18 Prawa Energetycznego, Prezes URE wymierza karę przedsiębiorstwu energetycznemu, które nie wydaje w terminie określonym w art. 7 ust. 8g Prawa energetycznego warunków przyłączenia. Wysokość tej kary nie może być niższa niż trzy tysiące złotych za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia. Podkreślić należy, że kara dotyczy zwłoki a nie opóźnienia, tym samym opóźnienie w wydawaniu warunków przyłączenia musi wynikać z winy Operatora.

Drugim ze wspomnianych powodów jest kolejność rozpatrywania wniosków o określenie warunków przyłączenia. Każde nowe warunki przyłączenia wpływają na warunki przyłączenia kolejnego inwestora, w szczególności

w zakresie zaistnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia oraz terminu przyłączenia źródła do sieci. W obecnym stanie prawnym nie ma wprost uregulowanej kwestii kolejności rozpatrywania wniosków, natomiast z wykładni art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego nakazującego przyłączanie podmiotów na „zasadzie równoprawnego traktowania” wynika, że Operatorzy powinny rozpatrywać wnioski w kolejności wynikającej z obiektywnych kryteriów, za które można uznać np. kolejność wpływu wniosku do Operatora, ale też datę wpłaty zaliczki.

Zgodnie z Projektem OZE, znowelizowany art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego nakazuje przyłączanie w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, nie wskazując jednak w jaki sposób Operatorzy mieliby ten obowiązek realizować. Projekt OZE nie zawiera bowiem rozwiązania szeregu problemów praktycznych, które się przy tej regulacji pojawiają. Nie jest jasne bowiem, czy obowiązek przyłączenia w pierwszej kolejności dotyczy wydania warunków przyłączenia, zawarcia umowy o przyłączenie czy też faktycznego przyłączenia do sieci. Co więcej, jeżeli interpretować propozycję nowelizacji literalnie, można zakładać, że chodzi o przyłączenie do sieci wybudowanej instalacji. Czy więc oznacza to, że ustawowy obowiązek przyłączenia w określonym terminie wyprzedzi taki obowiązek wynikający z poszczególnych umów o przyłączenie, jeżeli sieć nie będzie mogła przyjąć w danym terminie źródła konwencjonalnego i OZE? Zastanović się należy czy inwestor podjąłby się realizacji inwestycji, nie wiedząc kiedy zostanie faktycznie przyłączony, ponieważ zawsze istniałoby ryzyko pierwszeństwa przyłączenia OZE. Powyższe i wiele innych kwestii związanych z pierwszeństwem przyłączenia wymaga doprecyzowania, tak aby z jednej strony Operatorzy wiedzieli, jakie obowiązki wynikają z wprowadzonej normy, a z drugiej, aby nie doprowadzić do naruszenia praw innych niż OZE podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci.

Mały Trójpak niestety nie wprowadza żadnych zmian w Prawie energetycznym w zakresie doprecyzowania daty rozpoczęcia postępowania o określenie warunków przyłączenia. W Projekcie PE natomiast w art. 6 ust. 6 wskazano, że Operator potwierdza złożenie wniosku, w tym datę jego złożenia, jednak nadal nie jest sprecyzowane czy potwierdzenie dotyczy kompletnego wniosku. Ponadto Projekt PE wprowadza istotną zmianę w art. 11 ust. 1 Projektu PE, wskazując, że przedsiębiorstwo energetyczne rozpatruje wnioski według kolejności ich wpływu. Przepis ten powinien zostać uzupełniony o stwierdzenie, że wnioskiem jest jedynie wniosek kompletny.

## Zwrot zaliczki

Na mocy nowelizacji Prawa energetycznego z dnia 8 stycznia 2010 roku wprowadzono do Prawa energetycznego art. 7 ust. 8a ustanawiający obowiązek wpłaty zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przy ubieganiu się o uzyskanie warunków przyłączenia. Przepis ten wprowadzono w głównej mierze celem wyeliminowania wirtualnych projektów blokujących moc przyłączeniową w systemie elektroenergetycznym. O ile szczegółowo uregulowano kwestię wysokości i sposobu wnoszenia zaliczki, o tyle regulacja dotycząca zwrotu zaliczki jest jedynie szczątkowa. Zwrot zaliczki reguluje art. 7 ust. 8j Prawa energetycznego, wskazując jedynie 3 przypadki w których Operator zobowiązany jest do zwrotu zaliczki. Pierwszym z nich jest sytuacja odmowy określenia warunków przyłączenia, drugi dotyczy opóźnienia w określeniu warunków przyłączenia, które to opóźnienie łączy się z koniecznością wypłaty odsetek na rzecz podmiotu przyłączanego, natomiast trzeci przypadek dotyczy sporu na tle określonych warunków przyłączenia i zwrotu zaliczki wraz z odsetkami w przypadku rozstrzygnięcia sporu na korzyść podmiotu przyłączanego i niedościa do skutku samego przyłączenia.

Nasuwa się pytanie, co w pozostałych przypadkach, w szczególności co w sytuacji, gdy pomiot przyłączany postanowi zrezygnować z inwestycji i zawarcia umowy o przyłączenie? Część doktryny opowiada się za uznaniem wyliczenia z art. 7 ust. 8j Prawa energetycznego związanego ze zwrotem zaliczki za katalog zamknięty sytuacji, w których następuje zwrot i tym samym w innych przypadkach Operator będzie uprawniony do zatrzymania zaliczki<sup>34</sup>. Z kolei inni przedstawiciele doktryny skłaniają się ku interpretacji przeciwnej, tzn. że w przypadku gdy nie dochodzi do zawarcia umowy lub dokonania przyłączenia poprzez rozwiązanie umowy o przyłączenie zaliczka podlega zwrotowi na rzecz podmiotu przyłączanego<sup>35</sup>.

Autorzy niniejszego artykułu skłaniają się ku drugiej interpretacji, co oznacza, że Operatorowi na tle obowiązujących obecnie przepisów nie przysługuje prawo do zatrzymania zaliczki. Wynika to z cywilistycznego charakteru prawnego samej zaliczki, opłaty za przyłączenie oraz charakteru prawnego umowy o przyłączenie do sieci. Wobec tego znajdują zastosowanie przepisy dotyczące świadczenia nienależnego, tj. art. 410 § 2 Kodeksu cywilnego,

<sup>34</sup> M. Czarnecka, T. Oglódek, [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, rok wydania 2012, C.H. Beck, wydanie 2, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt. 22.

<sup>35</sup> M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, [w:] *Prawo Energetyczne. Komentarz*, pod red. M. Swory i Z. Murasa; Wydanie 1, Warszawa 2010, LEX, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt 46.

w związku z art. 405 Kodeksu cywilnego (jeżeli nie doszło do zawarcia umowy o przyłączenie) lub przepisy dotyczące wykonywania i skutków niewykonania zobowiązań z umów wzajemnych (gdy umowa o przyłączenie została już zawarta). Oczywiście, wnioski powyższe nie będą już tak jednoznaczne, gdy uwzględni się cel wprowadzenia obowiązku wpłaty zaliczki. Należy się bowiem zastanowić, czy w przypadku zwrotu zaliczki w każdej sytuacji, cel wprowadzenia zaliczki dalej będzie osiągnięty. Na pewno jest to więc obszar wymagający doprecyzowania przez Ustawodawcę.

Mały Trójpak nie dokonał zmian w zakresie regulacji dotyczącej zaliczki, natomiast Projekt PE wprost przewiduje prawo do zatrzymania zaliczki przez Operatora w przypadku, gdy Operator wyda warunki przyłączenia, natomiast podmiot przyłączany odmówi zawarcia umowy o przyłączenie (art. 14 ust. 1 pkt 4). Tak więc, nawet jeśli inwestor uzna warunki za niekorzystne, będzie się musiał liczyć w takiej sytuacji z utratą wniesionej zaliczki. Projekt PE nie rozstrzyga natomiast wątpliwości w sytuacji, gdyby doszło do zawarcia umowy o przyłączenie, a potem nie doszłoby do jej realizacji.

## **Dopuszczalność zmiany oraz cesji warunków przyłączenia**

Zagadnieniem, które nie zostało w wystarczający sposób uregulowane w prawie jest dopuszczalność dokonywania zmian w już określonych warunkach przyłączenia. Dotyczy to przede wszystkim zmiany mocy przyłączanych jednostek wytwórczych, typu przyłączanych jednostek lub technologii wytwarzania energii stosowanej w źródle energii (przykładowo – zmiany z zastosowania elektrowni wiatrowej na instalację fotowoltaiczną).

Zarówno Prawo energetyczne, jak i Rozporządzenie systemowe nie przewidują wprost możliwości dokonywania zmian w warunkach przyłączenia do sieci po ich określeniu, a przed dokonaniem przyłączenia źródła do sieci. Dopuszczalność dokonywania zmiany warunków przyłączenia można jednak oprzeć na wykładni § 6 ust. 3 Rozporządzenia systemowego. Zgodnie z tym przepisem, podmiot przyłączony do sieci powinien postępować zgodnie z procedurą dotyczącą przyłączenia do sieci w przypadku **zwiększenia** zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub w przypadku zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu. Uzasadnienie dopuszczalności dokonywania pewnych zmian w warunkach przyłączenia wynika z twierdzenia, że § 6 Rozporządzenia systemowego zawiera katalog zamknięty sytuacji, w których zmiana wnioskowana przez podmiot przyłączony

wymaga postępowania zgodnie z formalną procedurą uzyskiwania przyłączenia do sieci. Do sytuacji tych nie należy zgłoszenie przez inwestora **zmniejszenia** zapotrzebowania na moc przyłączeniową oraz zmiana typu albo producenta siłowni, gdy nie ulegają zmianie warunki i parametry techniczne pracy tych urządzeń.

W naszej opinii § 6 Rozporządzenia systemowego znajdzie zastosowanie w drodze analogii również do sytuacji, gdy podmiot nie został jeszcze przyłączony do sieci. Skoro bowiem ustawodawca zezwala na dokonywanie pewnych zmian instalacji przyłączonej bez stosowania odpowiednio sformalizowanej procedury uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci, to tym bardziej można dokonać takiej zmiany w sytuacji, gdy przyłączenie jeszcze nie nastąpiło. Można jednak również argumentować, iż do czasu przyłączenia możliwa jest zasadniczo każda zmiana warunków przyłączenia.

Na pewno bezpiecznie można przyjąć, iż inwestor powinien wystąpić z wnioskiem o określenie nowych warunków przyłączenia jedynie w przypadku zwiększenia zapotrzebowania na moc przyłączeniową, albo gdyby zmiana instalowanych urządzeń prowadziła do zmiany warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń wskazanych na potrzeby wykonania ekspertyzy wpływu przyłączenia na sieć. Z praktyki znane nam są jednak również sytuacje zmiany warunków przyłączenia (przed przyłączeniem źródła do sieci) bez zachowania pełnej procedury uzyskiwania warunków przyłączenia, nawet w sytuacji zmiany typu urządzeń czy warunków ich pracy, jednakże zmiany te nie prowadziły do zwiększenia mocy, a wykonana ponownie ekspertyza wpływu na sieć nie wykazywała negatywnych konsekwencji zmiany. Należy bowiem pamiętać, iż dokonując zmiany warunków przyłączenia, Operatorzy powinni działać w taki sposób, aby uniknąć zarzutu dyskryminacji innych podmiotów oczekujących na wydanie warunków.

Zakładając więc, że zarówno sam cywilistyczny charakter warunków przyłączenia, jak i brzmienie Rozporządzenia systemowego dopuszczają zmianę warunków przyłączenia, w naszej opinii ewentualna zmiana warunków przyłączenia wymaga zgody zarówno podmiotu przyłączanego, jak i Operatora. Podkreślenia wymaga również to, że podmiot przyłączany nie ma narzędzi prawnych do zmuszenia Operatora do zmiany warunków przyłączenia, nawet w przypadku, gdy taka zmiana jest dopuszczalna z ekonomicznego oraz technicznego punktu widzenia. Oznacza to, że w przypadku odmowy dokonania zmiany warunków przyłączenia, podmiot przyłączany nie może wystąpić o rozstrzygnięcie sporu na tym tle do Prezesa URE.

Warto również wskazać, iż Operator może wymagać przedstawienia dokumentów i informacji na temat parametrów technicznych, które pozwolą mu przygotować nowa ekspertyzę wpływu przyłączenia jednostki wytwórczej na system elektroenergetyczny, jednocześnie wskazując czy konieczne jest uzyskanie nowych warunków przyłączenia. Ponowny wniosek o określenie warunków przyłączenia może być konieczny w przypadku odmowy Operatora dokonania zmiany warunków przyłączenia. Ponieważ o ile zgodnie z orzecznictwem<sup>36</sup> odmowa określenia warunków przyłączenia do sieci jest traktowana jak odmowa przyłączenia, i tym samym podlega zażalenie do Prezesa URE, to stronie posiadającej warunki przyłączenia do sieci nie przysługuje roszczenie o rozstrzygnięcie sporu o odmowę przyłączenia w przypadku chęci dokonania zmiany tych warunków. W konsekwencji, gdy Operator odmówi wydania zgody na zmianę warunków, podmiot przyłączany nie ma uprawnienia pozwalającego wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy przyłączenia w trybie art. 8 Prawa energetycznego.

Po uzyskaniu zgody Operatora na określoną zmianę warunków przyłączenia pojawia się pytanie jak traktować zmienione warunki przyłączenia – czy jako nowe warunki przyłączenia zastępujące poprzedni dokument, czy raczej jako pierwotne warunki przyłączenia ze zmianami. Rozstrzygnięcie to jest szczególnie istotne z powodu terminu ważności warunków przyłączenia, który, przypomnijmy, wynosi 2 lata od dnia doręczenia warunków przyłączenia podmiotowi przyłączanemu. W tym zakresie naszym zdaniem prawidłowa jest druga interpretacja, tj. że mamy do czynienia z tym samym dokumentem, a zatem okres ważności warunków przyłączenia nie ulega zmianie.

Przyjęcie innej interpretacji prowadziłoby do obchodzenia normy ustanawiającej maksymalny okres ważności warunków przyłączenia, przedłużenia okresu rezerwacji mocy w sieci, i tym samym nierównoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci. Prawo energetyczne nie przewiduje wprost żadnych sankcji ani roszczeń osób trzecich w przypadku wydania lub zmiany warunków przyłączenia do sieci, bądź też zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z naruszeniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów przyłączanych do sieci, określonej w art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego. Wydaje się więc, że główne ryzyko spoczywa na Operatorze, gdyż Prezes URE uprawniony jest do nałożenia kary pieniężnej na Operatora – na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 lub 24 Prawa ener-

---

<sup>36</sup> Orzeczenie SOKiK, sygn. akt XVII AmE 113/09 z dnia 23 marca 2010 roku.

getycznego – za działanie z naruszeniem udzielonej Operatorowi koncesji lub z naruszeniem obowiązków nałożonych na Operatora.

Podobną kwestią jest możliwość przenoszenia warunków przyłączenia. Chociaż nie jest to wyraźnie dozwolone Prawem energetycznym ani Rozporządzeniem systemowym, powszechnie przyjmuje się, iż dopuszczalne jest przenoszenie warunków przyłączenia na inny podmiot, przy czym powinno to nastąpić poprzez zawarcie trójstronnej umowy o przeniesienie praw i obowiązków wynikających z warunków przyłączenia albo z umowy o przyłączenie, jeżeli ta ostatnia została już zawarta.

Stanowisko wyrażone w aktualnie obowiązującej doktrynie prawa, zgodnie z którym warunki przyłączenia do sieci mogą być przenoszone<sup>37</sup>, stanowi dodatkowy argument przemawiający za dopuszczalnością zmian w tych warunkach. Przeniesienie polegające na zmianie adresata jest traktowane jako szczególny rodzaj zmiany warunków przyłączenia do sieci. Przyjmuje się również, że przenoszenie jest dopuszczalne, z zastrzeżeniem zgody zainteresowanych stron (Operatora, podmiotu przenoszącego oraz podmiotu, na rzecz którego warunki są przenoszone), na zasadach ogólnych polskiego prawa zobowiązań w trybie przelewu wierzytelności oraz przejęcia długu (art. 509-518 oraz 519-525 Kodeksu cywilnego).

Przenoszenie warunków przyłączenia do sieci, podobnie jak ich zmiana, w praktyce są powszechnie dokonywane, przy czym przeniesienie warunków przyłączenia następuje najczęściej poprzez zawarcie, jak wskazano powyżej, trójstronnej umowy o przeniesienie praw i obowiązków wynikających z warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie. Rzadziej dochodzi do cesji jedynie praw pomiędzy dotychczasowym a nowym inwestorem, bez udziału Operatora. Skuteczność tego ostatniego rozwiązania może być kwestionowana z uwagi na to, iż warunki przyłączenia określają również zobowiązania inwestora wobec Operatora, tym samym konieczne jest przejęcie długu, co z kolei wymaga zgody wierzyciela (Operatora).

Należy jednak zauważyć, że o ile dopuszczalna jest zmiana podmiotowa adresata warunków przyłączenia w następstwie zbycia projektu na rzecz nowego inwestora, o tyle nie jest możliwe przeniesienie warunków przyłączenia, a ściślej mówiąc samej rezerwacji mocy przyłączeniowej na rzecz podmiotu rozwijającego inny projekt, położony w innej lokalizacji, lecz przyłączany do sieci tego samego Operatora. Tak orzekł Sąd Apelacyjny w wyroku z dnia 31 stycznia 2013 r.<sup>38</sup>, w którym Sąd stwierdził, że *Skoro*

<sup>37</sup> M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, [w:] *Prawo Energetyczne. Komentarz*, pod red. M. Swory i Z. Murasa, Wydanie 1, Warszawa 2010, LEX, komentarz do art. 7 Prawa energetycznego, pkt 42.

<sup>38</sup> Wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 31 stycznia 2013 roku, sygn. akt: VI ACa 895/12.

*warunki przyłączenia wydane zostały zainteresowanemu 1 dla jego farmy wiatrowej, mającej określoną lokalizację, to przeniesienie ich na inny podmiot, mający inną lokalizację farmy wiatrowej narusza przepis art. 353<sup>1</sup> Kodeksu cywilnego, albowiem treść i cel obu umów sprzeciwia się właściwości stosunku, z którego one wynikają.* Wobec powyższego umowa dotycząca takiego przeniesienia warunków przyłączenia jest bezwzględnie nieważna i nie wywołuje skutków prawnych<sup>39</sup>.

Na marginesie warto wskazać, iż Projekt PE nie zawiera w tym względzie nowej, precyzyjnej regulacji, w szczególności trudno za taką bowiem uznać zapis art. 15 ust. 2 (dotyczący charakteru prawnego warunków przyłączenia), zgodnie z którym warunki stanowią zobowiązanie do zawarcia umowy o przyłączenie nie tylko z podmiotem, któremu zostały one wydane, ale też „z jego następcą prawnym”.

## Podsumowanie

Przed inwestorem planującym przyłączenie instalacji OZE do sieci stoi obecnie szereg wyzwań. Poza kwestiami natury technicznej, takimi jak faktyczny brak dostępnych mocy przyłączeniowych w większości lokalizacji w Polsce, istnieje szereg nierozwiązanych lub nierozwiązanych w sposób satysfakcjonujący zagadnień prawnych. Jak wskazano powyżej, kluczowe problemy natury prawnej dotyczą w szczególności częstego stosowania odmowy wydania warunków przyłączenia, z powołaniem się na brak warunków technicznych lub ekonomicznych, sporów co do zakresu opłaty przyłączeniowej czy też praktyki umieszczania w warunkach przyłączenia i w umowach o przyłączenie zapisów umożliwiających Operatorom ograniczenie wyprowadzania mocy (energii elektrycznej).

Co prawda, istotna część niejasności została wyjaśniona w ostatnich latach przez orzecznictwo sądowe, jednakże ostatnie orzeczenia zdają się burzyć do niedawna powszechnie przyjętą interpretację i tworzyć nowe pola do sporów. Szkoda, że ustawodawca nie wykorzystał szansy, aby przy okazji Małego Trójpaku dokonać uszczegółowienia pewnych kwestii. Trudno też twierdzić, iż zmiany wprowadzone Małym Trójpakiem realizują cel wymagany przez Dyrektywę 2009/28, a mianowicie gwarancję priorytetowego i gwarantowanego dostępu do sieci dla OZE. Jest szansa, że pożądane

---

<sup>39</sup> Należy jednak wskazać, iż w tym samym wyroku padło również niebezpieczne stwierdzenie, zgodnie z którym uprawnienia wynikające z warunków przyłączenia mają charakter publicznoprawny i w związku z tym w ogóle nie mogą być przenoszone w drodze cesji.

zmiany zostaną wprowadzone przy okazji finalizacji Projektu PE i Projektu OZE, choć trudno przewidzieć, kiedy to nastąpi.

W tym kontekście warto może jednak wspomnieć również o tym, że żadne zmiany nie zagwarantują realnej dostępności do sieci, jeśli ustawodawca nie zapewni jednocześnie Operatorom narzędzi prawnych umożliwiających sprawną realizację jej rozbudowy, w szczególności dopóki nie dojdzie do sfinalizowania prac nad mającą ułatwić inwestycje liniowe tzw. ustawą korytarzową.



MACIEJ M. SOKOŁOWSKI



## Podstawy prawne poprawy efektywności energetycznej w Unii Europejskiej

### Wprowadzenie

Poprawa efektywności energetycznej jest postulatem nie od dzisiaj wpisanym w rozwój integracji Unii Europejskiej. Wyrazem tego są kolejne strategie i akty prawne przyjmowane na poziomie europejskim, mające swoje przełożenie na kształt krajowej legislacji. Niemniej jednak dopiero ostatnio – w 2012 r. – efektywność energetyczna wsparta została instrumentami formalnoprawnymi mogącymi w sposób zdecydowany przyspieszyć jej poprawę w UE. Chodzi tu o dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchycenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE<sup>1</sup>.

Niniejszy artykuł jest zarysem aktywności instytucji europejskich w odniesieniu do efektywności energetycznej. Praca składa się z pięciu części, w których porusza się zagadnienia związane z wcześniejszymi działaniami w odniesieniu do efektywności energetycznej podejmowanymi na forum europejskim, efektywnością energetyczną jako elementem tzw. „pakietu klimatyczno-energetycznego”, strategicznym planem UE z 2011 r. dedykowanym efektywności energetycznej, projektem nowelizacji ram prawnych dla europejskiej efektywności energetycznej, a także nową dyrektywą w sprawie efektywności energetycznej z 2012 r. W podsumowaniu artykułu wskazuje się na konieczność dokonania niezbędnej nowelizacji polskiego systemu prawnego właściwego efektywności energetycznej pod kątem implementacji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, podkreślając jednocześnie niedopasowanie czasowe przyjmowanych w Polsce regulacji prawnych do aktywności legislacyjnej UE.

---

<sup>1</sup> Dz.Urz. UE L 315 z 14.11.2012 r.

## Przegląd europejskich działań w zakresie efektywności energetycznej

Efektywność energetyczna i jej poprawa jest ważnym elementem agendy gospodarczej Unii Europejskiej. Ma ona także swoje trwałe umiejscowienie w szeroko rozumianej europejskiej polityce energetycznej – tj. nie jest postulatem nowym. Potwierdzają to liczne dokumenty strategiczne stanowiące o kształcie europejskiej polityki podejmowane przez instytucje UE, tak w perspektywie kilkunastu, jak i kilku ostatnich lat.

W tym zakresie wymienić można m.in. decyzję Rady 91/565/EWG dotyczącą programu *SAVE*<sup>2</sup>, mającego na celu promocję efektywności energetycznej we Wspólnocie. Nadrzędnym celem programu *SAVE* była stymulacja środków zwiększających efektywność energetyczną, zwiększenie inwestycji w środki energooszczędne oraz propagowanie innowacyjnych technologii związanych z efektywnością energetyczną. Cel sprecyzowano w taki sposób, aby program przyczynił się do zmniejszenia jednostkowego zużycia energii u odbiorcy finalnego. Program *SAVE* był technicznie neutralnym programem ukierunkowanym na promowanie efektywności energetycznej oraz zachowań zmniejszających zużycie energii w przemyśle, sektorze publicznym, prywatnym, jak również w transporcie poprzez rozpowszechnianie informacji, studia wykonalności, akcje pilotażowe oraz tworzenie regionalnych agencji poszanowania energii. Pierwszy program *SAVE* rozłożony był na lata 1991 – 1995, natomiast *SAVE II* na lata 1996 – 2002. Od 2001 r. program *SAVE* był realizowany wspólnie z innym programem unijnym o nazwie *ALTENER*<sup>3</sup>. Wraz z końcem 2002 r. zakończono realizację ww. programów.

W 1998 r. Rada, w swej rezolucji z 7 grudnia w sprawie efektywności energetycznej we Wspólnocie Europejskiej<sup>4</sup>, zatwierdziła cel dla Wspólnoty jako całości w zakresie efektywności energetycznej. Zgodnie z tą rezolucją Wspólnota do 2010 r. miała poprawiać intensywność energetyczną zużycia końcowego o jeden punkt procentowy rocznie. W 2000 r. Rada w swych konkluzjach z 30 maja i 5 grudnia zaaprobowwała plan działania Komisji w sprawie efektywności energetycznej i zażądała szczególnych środków dla sektora budowlanego.

W kwietniu 2000 r. Komisja Europejska zaprezentowała „Plan działania w celu poprawy efektywności energetycznej we Wspólnocie Europejskiej”.

<sup>2</sup> Dz.Urz. WE L 307 z 8.11.1991 r.

<sup>3</sup> *SAVE*, [http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy\\_UniiEuropejskiej/SAVE/wprowadzenie.html](http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy_UniiEuropejskiej/SAVE/wprowadzenie.html).

<sup>4</sup> Dz.Urz. WE C 394 z 17.12.1998 r.

Proponuje się w nim orientacyjny cel poprawy wydajności energii o dodatkowy punkt procentowy rocznie powyżej szacowanej wartości. Zakładano, iż dzięki temu można wykorzystać do 2010 r. dwie trzecie dostępnych możliwości oszczędności kosztów, co jest równoważne ponad 100 megaton równoważnika ropy i pozwala na uniknięcie emisji CO<sub>2</sub> w wielkości 200 Mt na rok. Do barier ograniczających inwestowanie w poprawę efektywności energetycznej wymienionych w Planie działania zaliczono: ceny energii – nie odzwierciedlają rzeczywistych kosztów produkcji energii; brak lub niekompletne informacje – wstrzymują zastosowanie mało kosztownych i energooszczędnych technologii; bariery instytucjonalne i prawne – wstrzymują poprawę efektywności energetycznej; bariery techniczne – włączając brak zharmonizowanych i standardowych narzędzi realizacji oraz brak odpowiedniej infrastruktury przesyłowej; bariery finansowe – krótkie okresy spłaty dla inwestycji z zakresu zarządzania popytem w porównaniu z inwestycjami po stronie wytwarzania<sup>5</sup>.

W listopadzie 2000 r. opublikowano „Zieloną Księgę w kierunku europejskiej strategii na rzecz zabezpieczenia dostaw energii”<sup>6</sup>. W dokumencie tym wskazywano na olbrzymie techniczne możliwości zwiększenia wydajności wykorzystania energii (szacowane na poziomie 40% ówczesnego zużycia energii) poprzez efektywne ekonomicznie usprawnienia przynoszące zysk co najmniej 18% zużycia energii. W ww. Zielonej Księdze podkreślano, że niewykorzystanie tego potencjału jest związane z barierami rynkowymi, które uniemożliwiają zadowalające rozpowszechnienie wydajnych energetycznie technologii oraz wydajne wykorzystanie energii.

W czerwcu 2005 r. Komisja Europejska przedstawiła kolejny dokument strategiczny dedykowany bezpośrednio efektywności energetycznej – „Zieloną Księgę w sprawie racjonalizacji zużycia energii, czyli jak uzyskać więcej mniejszym nakładem środków”<sup>7</sup>. W dokumencie tym wskazuje się, iż skuteczna polityka w zakresie racjonalizacji zużycia energii może zatem znacząco przyczynić się do poprawy konkurencyjności i zatrudnienia w Europie, które stanowią główne cele strategii lizbońskiej. Dodatkowym argumentem przemawiającym za poprawą efektywności energetycznej wymienianym w Zielonej Księdze jest to, iż oszczędność energii stanowi bez wątpienia najszybszy, najskuteczniejszy i najbardziej opłacalny sposób ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy jakości powietrza, szczególnie na

---

<sup>5</sup> *Strategiczne aspekty racjonalnej gospodarki energią i środowiskiem – polityka efektywności energetycznej w Unii Europejskiej i Polsce*, <http://www.kape.gov.pl/PL/Dzialalnosc/PolitykaEnergetyczna/a.phtml>.

<sup>6</sup> COM(2000) 769 final.

<sup>7</sup> COM(2005) 265 final.

terenach gęsto zaludnionych. Co więcej, w ocenie Komisji Europejskiej podjęcie rzeczywistych działań na rzecz najpierw zatrzymania wzrostu zapotrzebowania energetycznego UE na obecnym poziomie, a następnie jego ograniczenia, stanowiłoby znaczący wkład w opracowanie spójnej i zrównoważonej polityki na rzecz wspierania bezpieczeństwa dostaw energii dla Unii Europejskiej.

Co istotne, w przedmiotowym dokumencie oddzielne miejsce poświęcono systemowi tzw. „białych certyfikatów”<sup>8</sup>. Jak podaje się w ww. Zielonej Księdze, w systemach tych dostawcy lub dystrybutorzy są zobowiązani do podejmowania środków racjonalizacji zużycia energii na rzecz docelowych użytkowników. Certyfikat potwierdza wielkość oszczędności, podając zarówno ilość energii, jak i okres użytkowania. Certyfikaty takie mogą być co do zasady przedmiotem wymiany lub handlu. W przypadku gdyby zobowiązane strony nie były w stanie przedstawić przypadającej na nie części certyfikatów, może na nie zostać nałożona kara w wysokości przekraczającej szacowaną wartość rynkową.

W Zielonej Księdze podnosi się, iż przeprowadzone w ramach projektu *SAVE White and Green* symulacje doprowadziły do wniosków, że wprowadzenie tego systemu w sektorze usług pozwala na osiągnięcie oszczędności rzędu 15% zerowym kosztem, a uwzględniając czynniki zewnętrzne, np. skutki dla środowiska, potencjalne oszczędności sięgać mogą aż 35%. W 2005 r. Komisja prowadziła przygotowania do ewentualnego utworzenia ogólnounijnego systemu białych certyfikatów, który umożliwiłby prawdziwy handel efektywnością energetyczną pomiędzy Państwami Członkowskimi. W tym celu przewidywano opracowanie systemu pomiarowego na mocy obecnego wniosku Komisji w sprawie dyrektywy dotyczącej racjonalizacji zużycia energii przez użytkowników oraz usług energetycznych.

W odniesieniu do systemu białych certyfikatów Komisja Europejska postawiła szereg pytań związanych z zasadnością ich funkcjonowania w UE (Czy świadectwa takie należy wprowadzić na poziomie wspólnotowym? Czy jest to konieczne, biorąc pod uwagę mechanizm handlu uprawnieniami do emisji? W razie wprowadzenia świadectw, jak można to zrobić przy jak najmniejszym obciążeniu biurokratycznym? W jaki sposób świadectwa mogłyby być powiązane z mechanizmem handlu uprawnieniami do emisji?). Dokument ten sformalizował prowadzoną na różnych forach dyskusję dotyczącą systemów wsparcia efektywności energetycznej w Unii.

---

<sup>8</sup> W czerwcu 2005 r. systemy tzw. „białych certyfikatów” zostały częściowo wprowadzone we Włoszech i Wielkiej Brytanii, były w fazie przygotowań we Francji oraz rozważano ich wprowadzenie w Holandii.

Kolejno, w październiku 2006 r. Komisja Europejską zaprezentowała „Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału”<sup>9</sup>. Plan ten wpisywał się w istniejące wtedy otoczenie prawne właściwe efektywności energetycznej z przyjętą w kwietniu 2006 r. dyrektywą w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych<sup>10</sup>. To otoczenie prawne obejmowało dyrektywę w sprawie ekoprojektu<sup>11</sup>, rozporządzenie w sprawie wspólnotowego programu znakowania sprawności energetycznej urządzeń biurowych (rozporządzenie w sprawie *Energy Star*)<sup>12</sup>, dyrektywę w sprawie oznakowania<sup>13</sup> i jej 8 dyrektyw wykonawczych oraz dyrektywę w sprawie charakterystyki energetycznej budynków<sup>14</sup>. Komisja zachęcała państwa członkowskie do ambitnego wdrażania i wykonania tych instrumentów, w celu zapewnienia szybkiego rozwoju europejskiego rynku wewnętrznego energooszczędnych produktów i usług w zakresie energii oraz długotrwałych przemian rynkowych. Tam gdzie możliwe było podjęcie dodatkowych środków legislacyjnych i pomocniczych dla wzmocnienia i przyspieszenia rozwoju tego rynku, wymienione środki miały pierwszeństwo.

„Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii” był ważnym elementem europejskiej polityki energetycznej w zakresie poprawy efektywności. Przedstawiał on ramy polityk i środki, jakie należy wprowadzić w celu intensyfikacji procesu wykorzystania ponad 20% szacowanych potencjalnych oszczędności w rocznym zużyciu energii pierwotnej UE do 2020 r. Celem tego Planu działania było zmobilizowanie opinii publicznej, decydentów i podmiotów rynkowych oraz przekształcenie wewnętrznego rynku energii w sposób, który zapewni obywatelom UE infrastrukturę (w tym budynki), produkty (w tym sprzęt i samochody) oraz systemy energetyczne charakteryzujące się największą efektywnością energetyczną na świecie. Celem Planu działania była kontrola i ograniczenie zapotrzebowania na energię oraz podjęcie działań ukierunkowanych na zużycie i dostawy w celu zaoszczędzenia 20% rocznego zużycia energii pierwotnej do 2020 r. (w porównaniu z prognozami zużycia energii na rok 2020)<sup>15</sup>.

Jak zauważa się w ww. Planie, Unia Europejska stoi przed nie spotykanymi dotąd wyzwaniem, związanymi z energią i wynikającymi ze wzrastającego uzależnienia od importu – obawami, dotyczącymi dostaw paliw ko-

<sup>9</sup> COM(2006) 545.

<sup>10</sup> Dz.Urz. UE L 114 z 27.4.2006 r.

<sup>11</sup> Dz.Urz. UE L 191 z 22.7.2005 r.

<sup>12</sup> Dz.Urz. WE L 332 z 15.12.2001 r.

<sup>13</sup> Dz.Urz. WE L 297 z 13.10.1992 r.

<sup>14</sup> Dz.Urz. WE L 1 z 4.1.2003 r.

<sup>15</sup> *Efektywność energetyczna*, [http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/pl/FTU\\_4.13.3.pdf](http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/pl/FTU_4.13.3.pdf).

palnych na całym świecie oraz wyraźnie dostrzegalnych zmian klimatu. W Planie wskazuje się, iż pomimo tego Europa wciąż marnotrawi co najmniej 20% swojej energii, ze względu na brak efektywności. Stąd też Unia Europejska może i musi dawać przykład, ograniczając skalę nieefektywności energetycznej, korzystając ze wszystkich dostępnych instrumentów polityki na wszystkich szczeblach administracji rządowej i społeczeństwa.

W odniesieniu do ww. dyrektywy w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych (2006/32/WE) w Planie z 2006 r. Komisja Europejska zaproponowała następujący harmonogram działania:

- przygotowanie protokołu ustaleń w sprawie racjonalnego gospodarowania energią we współpracy z CEER za pośrednictwem Europejskiej Grupy Regulatorów Elektroenergetyki i Gazownictwa ERGEG (2007);
- ocena systemu białych certyfikatów na poziomie Wspólnoty (2008);
- zwiększanie spójności krajowych wytycznych dotyczących zamówień publicznych w sprawie energooszczędności (2008);
- dążenie do osiągnięcia porozumienia dotyczącego bardziej rygorystycznych i zharmonizowanych kryteriów umów dobrowolnych w celu znacznego zwiększenia energooszczędności (2009);
- udzielenie mandatu na przyjęcie europejskiej normy dotyczącej audytów energetycznych (2008);
- zaproponowanie bardziej szczegółowych wymogów w zakresie pomiarów i fakturowania (2009);
- rozważenie możliwości wsparcia lub ustanowienia centrum identyfikacji i udoskonalania nowych i istniejących technologii (2008).

## **Pakiet klimatyczno-energetyczny a efektywność energetyczna**

W odniesieniu do najnowszych dokumentów, w których ujęto rozstrzygnięcia natury politycznej co do kierunku dalszego rozwoju gospodarczego, który ma obrać Unia Europejska jako wspólnota organizacyjna, wskazać trzeba ważne konkluzje prezydencji z posiedzenia Rady Europejskiej w Brukseli w dniach 8-9 marca 2007 r.<sup>16</sup> W ramach tych konkluzji Rada Europejska wezwała państwa członkowskie i instytucje UE do podejmowania działań mających m.in. na celu opracowanie zrównoważonej i zintegrowanej europejskiej polityki klimatycznej i energetycznej.

<sup>16</sup> 7224/1/07 REV 1.

Rada Europejska zatwierdziła w nich cel UE polegający na zmniejszeniu do 2020 r. emisji gazów cieplarnianych o 30% w stosunku do roku 1990, co stanowić będzie wkład UE w globalne i kompleksowe porozumienie dotyczące okresu po roku 2012, pod warunkiem, że inne kraje rozwinięte zobowiążą się do porównywalnego obniżenia emisji, a bardziej zaawansowane gospodarczo kraje rozwijające się wniosą odpowiedni wkład na miarę swych zobowiązań i odnośnych możliwości. Rada Europejska postanawiała także, że do czasu zawarcia globalnego i kompleksowego porozumienia w sprawie okresu po 2012 r. oraz bez uszczerbku dla swego stanowiska w negocjacjach na szczeblu międzynarodowym UE podejmuje stanowcze, niezależne zobowiązanie do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. co najmniej o 20% w stosunku do 1990 r.

W marcu 2007 r. Rada Europejska potwierdziła również długofalowe zaangażowanie Wspólnoty w rozwój produkcji energii ze źródeł odnawialnych w całej UE po roku 2010. W tym kontekście, Rada przyjęła następujące cele: wiążący cel, jakim jest doprowadzenie do tego, by do roku 2020 udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii w UE wyniósł 20% , a także doprowadzenie w sposób opłacalny do osiągnięcia przez wszystkie państwa członkowskie do roku 2020 wiążącego celu minimalnego w postaci 10% udziału biopaliw w ogólnym zużyciu benzyny i oleju napędowego w transporcie na terytorium UE.

W zakresie efektywności energetycznej Rada Europejska, dostrzegając rosnące zapotrzebowanie na energię i wzrost cen energii, wyraziła przekonania, iż znaczący rozwój w zakresie racjonalnego wykorzystania energii i energii ze źródeł odnawialnych zwiększy bezpieczeństwo energetyczne, w tym zahamuje prognozowany wzrost cen energii, jak również zmniejszy emisje gazów cieplarnianych, zgodnie z ambicjami UE na okres po roku 2012. W tym świetle Rada Europejska podkreśliła potrzebę bardziej racjonalnego wykorzystywania energii w UE, tak by osiągnąć unijny cel zmniejszenia zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami na rok 2020, zgodnie z szacunkami zawartymi w opublikowanej przez Komisję Europejską „Zielonej Księdze w sprawie racjonalizacji zużycia energii”, i do odpowiedniego wykorzystania w tym celu krajowych planów działania na rzecz racjonalnego wykorzystania energii.

W marcu 2007 r. Rada Europejska wezwała także do dokładnego i szybkiego wprowadzenia w życie pięciu głównych ambitnych priorytetów, podkreślonych w konkluzjach Rady z dnia 23 listopada 2006 r.<sup>17</sup>, dotyczących przedstawionego przez Komisję „Planu działania na rzecz racjonalizacji

<sup>17</sup> 15210/06.

zużycia energii”, odnośnie do racjonalnie wykorzystującego energię transportu, dynamicznych minimalnych wymagań w zakresie racjonalnego wykorzystania energii przez urządzenia zużywające energię, zachowania polegającego na racjonalnym wykorzystaniu i na oszczędzaniu energii przez jej użytkowników, technologii i innowacji energetycznych oraz oszczędności energii w budynkach. Oprócz tego w ww. konkluzjach z marca 2007 r. Rada Europejska wezwała Komisję do szybkiego przedłożenia wniosków umożliwiających przyjęcie do 2008 r. ostrzejszych wymogów dotyczących racjonalnego wykorzystania energii w odniesieniu do oświetlenia biur i ulic, oraz do 2009 r. w odniesieniu do żarówek i innych form oświetlenia w gospodarstwach domowych.

W styczniu 2008 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet dokumentów mających charakter wniosków legislacyjnych, tzw. „pakiet klimatyczno-energetyczny”. Dokumenty miały na celu realizację przyjętych przez Radę Europejską w 2007 r. założeń dotyczących przeciwdziałania zmianom klimatycznym w zakresie nw. komponentów:

- redukcji emisje gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do poziomu emisji z 1990 r., z opcją 30% redukcji, o ile w tym zakresie zostaną zawarte stosowne porozumienie międzynarodowe;
- zwiększenia udziału energii odnawialnej w finalnej konsumpcji energii o 20%;
- zwiększenia efektywności energetycznej, w stosunku do prognoz na rok 2020 o 20%,
- zwiększenia udziału biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych co najmniej do 10%.

W grudniu 2008 roku Unia Europejska ostatecznie uzgodniła przyszły kształt aktów prawnych wchodzących w skład tzw. „pakietu klimatyczno-energetycznego”. Wyjściowe propozycje Komisji rozszerzono o pewne wyjątki i derogacje uwzględniające specyfikę gospodarek niektórych państw członkowskich. Dotyczą one zakresu i poziomu obligacji nakładanych na poszczególne państwa członkowskie w ramach pakietu klimatyczno-energetycznego.

Formalne przyjęcie przedmiotowego pakietu nastąpiło w kwietniu 2009 r.<sup>18</sup> Uchwalone wtedy akty prawne tworzą ramy prawne dla europejskiej polityki klimatycznej. Przy ich użyciu Unia Europejska ustaliła na 2020 r. przywołane cele ilościowe, tzw. „3x20%”. Wymienione cele „3x20%” mają odmienny charakter. Cele w stosunku do redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii przekładają się na

<sup>18</sup> Dz. Urz. UE L 140 z 5.6.2009 r.

cele jednostkowe dla poszczególnych państw członkowskich, cel w zakresie efektywności energetycznej nie został na etapie tworzenia i przyjmowania pakietu klimatyczno-energetycznego wzmocniony takim mechanizmem.

## Plan na rzecz efektywności energetycznej z 2011 r.

Najnowszym dokumentem strategicznym właściwym w obszarze efektywności w Unii Europejskiej jest „Plan na rzecz efektywności energetycznej”<sup>19</sup> przedstawiony w marcu 2011 r. przez Komisję Europejską. Plan ten jest odpowiedzią na wystosowane przez Radę Europejską w lutym 2011 r.<sup>20</sup> wezwanie do podjęcia zdecydowanych działań, by wykorzystać znaczny potencjał dużych oszczędności energii w przypadku budynków, transportu oraz produktów i procesów – Komisja opracowała niniejszy kompleksowy, nowy plan na rzecz efektywności energetycznej. Jak podkreśla się bowiem w Planie, pomimo podjęcia istotnych działań na rzecz realizacji tego celu – w szczególności na rynkach urządzeń i budynków – z szacunków Komisji Europejskiej wynika, że UE jest na drodze do osiągnięcia zaledwie połowy z docelowych 20%. Aby w pełni zrealizować wyznaczony cel, UE musi niezwłocznie podjąć działania.

W Planie przypomina się także, że efektywność energetyczna jest centralnym elementem unijnej strategii „Europa 2020 na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu”<sup>21</sup> oraz przejścia do gospodarki opartej na efektywnym korzystaniu z zasobów. Efektywność energetyczna należy do najbardziej opłacalnych sposobów

<sup>19</sup> COM(2011) 109 final.

<sup>20</sup> EUCO 2/1/11 REV 1. Jak wskazała Rada Europejska: „Inwestycje w efektywność energetyczną podnoszą konkurencyjność oraz zwiększają bezpieczeństwo dostaw energii i nadają im zrównoważony charakter przy niskich kosztach”. Uzgodniony podczas czerwcowego posiedzenia Rady Europejskiej w 2010 roku cel na 2020 rok w zakresie efektywności energetycznej (wynoszący 20%), w którego realizacji występują obecnie zakłócenia, musi zostać osiągnięty. Wymaga to zdecydowanych działań, by wykorzystać znaczny potencjał dużych oszczędności energii w przypadku budynków, transportu oraz produktów i procesów. Od 1 stycznia 2012 r. wszystkie państwa członkowskie powinny uwzględniać normy efektywności energetycznej – zgodnie z głównym celem UE w tej dziedzinie – w zamówieniach publicznych dotyczących właściwych budynków publicznych i usług publicznych. Wzywa się Radę, by w krótkim terminie przeanalizowała wniosek Komisji dotyczący nowego planu w zakresie efektywności energetycznej, który wkrótce ma zostać przedstawiony; w planie tym bardziej szczegółowo określony zostanie pakiet polityk i działań realizowanych we wszystkich ogniwach całego łańcucha dostaw energii. Znajdzie się w nim przegląd realizacji celu UE w zakresie efektywności energetycznej do 2013 roku oraz w razie potrzeby zostaną uwzględnione dalsze działania.

<sup>21</sup> COM(2010) 2020 final.

zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń. Pod wieloma względami efektywność energetyczną można postrzegać jako największe źródło energii, jakim dysponuje Europa. Dlatego Unia wyznaczyła sobie za cel zmniejszenie do 2020 roku swojego pierwotnego zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami, a cel ten został wskazany w komunikacie Komisji „Energia 2020 Strategia na rzecz konkurencyjnego, zrównoważonego i bezpiecznego sektora energetycznego”<sup>22</sup> jako istotny krok na drodze do realizacji europejskich długoterminowych celów w zakresie energii i klimatu. Z uwagi na znacznie Planu dla poprawy efektywności energetycznej w Unii Europejskiej oraz jego wpływ na kształt przyjętej legislacji właściwej w tym obszarze poniżej przedstawiono najważniejsze punkty ujęte w jego ramach.

Z racji tego, iż wydatki publiczne stanowią 17% PKB UE, a powierzchnia budynków będących własnością publiczną lub zajmowanych przez instytucje publiczne stanowi około 12% całkowitej powierzchni budynków w UE, dostrzega się duży potencjał w sektorze publicznym jako podmiocie wiodącym w poprawie efektywności. Ogromne znaczenie ma położenie większego nacisku na efektywność energetyczną w sektorze publicznym, obejmującą zamówienia publiczne, renowację budynków publicznych oraz propagowanie energooszczędności w miastach i gminach. Dlatego też, jak podaje się w Planie, sektor publiczny może przyczynić się do powstawania nowych rynków energooszczędnych technologii, usług i modeli działalności. Państwa członkowskie muszą zreformować obecne systemy dotacji, które zachęcają do zużycia energii, na przykład ukierunkowując je na poprawę efektywności energetycznej i walkę z ubóstwem energetycznym. Organy publiczne podlegające unijnym dyrektywom w sprawie zamówień publicznych już teraz mają obowiązek uwzględniać kryteria efektywności energetycznej w swoich zamówieniach na pojazdy<sup>23</sup> i urządzenia biurowe<sup>24</sup>. Począwszy od 2019 r. będzie on obejmował także wszystkie nowe budynki sektora publicznego, które będą musiały osiągnąć niemal zerowe zużycie energii<sup>25</sup>.

W ocenie Komisji Europejskiej organy publiczne powinny dawać przykład jeśli chodzi o doprowadzenie swoich budynków do zgodności z wysokimi standardami efektywności energetycznej. W tym celu władze publiczne powinny co najmniej podwoić obecny wskaźnik renowacji. Jak podaje się

<sup>22</sup> COM(2010) 639 final.

<sup>23</sup> Dyrektywa 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego.

<sup>24</sup> Rozporządzenie (WE) nr 106/2008.

<sup>25</sup> Dyrektywa 2010/31/WE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

w Planie, każdy budynek poddany renowacji powinien po jej zakończeniu zaliczać się do najlepszych 10% spośród krajowych zasobów budowlanych. W przypadku gdy władze publiczne wynajmują lub nabywają istniejące budynki, powinny one w każdym przypadku należeć do najlepszej dostępnej klasy energooszczędności.

W Planie podkreśla się znaczenie umów o poprawę efektywności energetycznej (oparta na wynikach forma zamówień polega na sfinansowaniu części lub całości kosztów inwestycji w efektywność energetyczną oszczędnościami wynikającymi z niższych rachunków za media i kosztów utrzymania). Zdaniem Komisji model ten został wypróbowany i okazał się opłacalny w szeregu państw członkowskich (m.in. w Danii, Francji i Niemczech). Jak w 2011 r. zauważała Komisja Europejska wprowadzenie umów o poprawę efektywności energetycznej napotyka jednak w wielu państwach członkowskich przeszkody wynikające z niejednoznaczności w ramach prawnych oraz z braku wiarygodnych danych na temat zużycia energii, które mogłyby posłużyć do ustalenia wartości referencyjnych, względem których mierzone byłyby charakterystyki.

Jeżeli chodzi o inne bariery rozwoju efektywności energetycznej, to w ww. Planie Komisja podnosiła, iż jedną z poważnych przeszkód jest tzw. rozbieżność motywacji co do poprawy charakterystyki energetycznej. Chodzi tu o sytuację, w której ani właściciel, ani najemca nie chcą płacić za poprawę charakterystyki energetycznej wynajmowanej nieruchomości, ponieważ związane z tym korzyści rozkładają się pomiędzy obie strony. W Planie podaje się, iż kilka państw członkowskich wprowadziło przepisy określające wysokość kwoty, którą inwestor może odzyskać od lokatora. W budynkach publicznych i komercyjnych istotną rolę w rozwiązaniu tego problemu mogą odgrywać przedsiębiorstwa usług energetycznych.

W Planie z 2011 r. oddzielne miejsce poświęca się przedsiębiorstwom usług energetycznych, które realizują działania zmierzające do poprawy efektywności energetycznej, biorąc na siebie ryzyko finansowe poprzez pokrycie lub współfinansowanie ponoszonych z góry kosztów inwestycji i ich refinansowanie z uzyskiwanych oszczędności. Komisja podkreśla, że mogą one pomóc władzom publicznym w modernizacji budynków, grupując je w skalowalne projekty w ramach umów o poprawę efektywności energetycznej. W tym kontekście podkreślić trzeba, iż z analiz przeprowadzonych przez Komisję Europejską wynika, że rynek usług energetycznych w Europie nie rozwija się tak, jak na to pozwala jego potencjał. Potencjalni klienci w sektorach prywatnym i publicznym często nie mają systematycznych informacji na temat dostępnych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa usług energetycznych lub mają wątpliwości co do jakości oferowanych usług.

W celu przewyciężenia tych przeszkód i zwiększenia przejrzystości na rynku usług energetycznych Komisja w 2011 r. zapowiedziała, że proponuje, aby państwa członkowskie przedstawiały przeglądy rynku, zestawienia akredytowanych przedsiębiorstw usług energetycznych i wzory umów. W tym kontekście nacisk położony zostanie na zapewnienie, by renowacja budynku była przeprowadzana kompleksowo (gruntowna renowacja), aby uniknąć powtarzających się zakłóceń w jego użytkowaniu. Przydatnych informacji dostarczyć może także europejskie centrum doradztwa z zakresu partnerstwa publiczno-prywatnego. Aby móc spełniać swoją rolę przedsiębiorstwa usług energetycznych muszą mieć dostęp do zasobów finansowych. Odpowiednim sposobem stymulowania rozwoju tego rynku byłoby innowacyjne finansowanie ze znacznym wykorzystaniem dźwigni finansowej na poziomie krajowym i europejskim, na przykład poprzez rozszerzenie dostępu do finansowania projektów za pomocą instrumentów, które mogą obejmować udostępnienie płynności i gwarancji, linie kredytowe i fundusze odnawialne.

Należy dodać, iż do efektywności odniesiono się także w istotnym komunikacie Komisji „Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.”<sup>26</sup>. W dokumencie tym określającym działania UE w perspektywie blisko 40 lat stwierdza się, że efektywność energetyczna może pomóc Unii Europejskiej nie tylko w realizacji celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, ale nawet w osiągnięciu rezultatów lepszych niż zaplanowano.

## **Projekt nowelizacji ram prawnych dla efektywności energetycznej w UE**

W czerwcu 2011 r. Komisja Europejska przedstawiła wniosek dotyczący dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE<sup>27</sup>. Wniosek ten był jednocześnie priorytetem strategicznym w programie prac Komisji na 2011 r. Ramy wniosku nakreśla strategia „Europa 2020 na rzecz inteligentnego, trwałego wzrostu gospodarczego sprzyjającego włączeniu społecznemu”. Unijny cel efektywności energetycznej w wysokości 20% to element jednego z pięciu głównych celów w ramach tej strategii. Był to jeden z wniosków planowanych na rok 2011 z myślą o realizacji jednej z siedmiu kluczowych inicjatyw strategii „Europa 2020” – inicjatywy przewodniej

<sup>26</sup> COM(2011) 112 final.

<sup>27</sup> COM(2011) 370 final.

„Europa efektywnie korzystająca z zasobów”<sup>28</sup>. W swoich założeniach propozycja legislacyjna Komisji była spójna i komplementarna z unijną polityką przeciwdziałania zmianom klimatu.

Podstawą prawną wniosku jest art. 194 ust. 2 w zw. z ust. 1 lit. c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej<sup>29</sup>. Stosownie do postanowień art. 194 ust. 1 lit. c) w ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy środowiska naturalnego, polityka Unii w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności między państwami członkowskimi: wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii.

W ocenie Komisji Europejskiej wniosek nie wykraczał poza to, co jest konieczne do osiągnięcia celu w zakresie efektywności energetycznej. Zaproponowano w nim ustanowienie w wielu dziedzinach rygorystycznych wymagań dotyczących efektywności energetycznej, jednak państwa członkowskie zachowują w wysokim stopniu swobodę doboru środków poprawy efektywności energetycznej w sposób najlepiej pasujący do ich uwarunkowań krajowych.

We wniosku założono przekształcenie niektórych aspektów Planu z 2011 r. w wiążące środki. Jak podkreślała Komisja, jego głównym celem miało być wniesienie znaczącego wkładu w realizację unijnego celu w zakresie efektywności energetycznej na rok 2020. Wniosek wykraczał także poza cel 20% i wraz z jego przyjęciem miał ustanowić wspólne ramy wspierania efektywności energetycznej w Unii po roku 2020.

Założeniem wniosku było zastąpienie dwóch dyrektyw: dyrektywy 2004/8/WE w sprawie kogeneracji (dyrektywa CHP)<sup>30</sup> oraz dyrektywy 2006/32/WE w sprawie usług energetycznych (DUE)<sup>31</sup>. W rezultacie, wraz z przyjęciem wniosku, dyrektywy DUE i CHP zostaną zastąpione jedną dy-

---

<sup>28</sup> Celem projektu jest wsparcie zmiany w kierunku niskoemisyjnego i efektywniej korzystającego z zasobów społeczeństwa, które racjonalnie korzysta ze wszystkich swoich zasobów. Wyraża on dążenie UE do uniezależnienia europejskiego wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów i energii, do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, zwiększenia konkurencyjności oraz działań na rzecz większego bezpieczeństwa energetycznego.

<sup>29</sup> Dz.Urz. UE C 326 z 26.10.2012 r.

<sup>30</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji na podstawie zapotrzebowania na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz.Urz. UE L 52 z 21.2.2004 r.

<sup>31</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, Dz.Urz. UE L 114 z 27.4.2008 r.

rektywą. Co podkreśla się we wniosku, w przypadku żadnej z ww. dyrektyw nie udało się wykorzystać w pełni potencjału w zakresie oszczędności energii. W związku z powyższym Komisja zaproponowała uchylenie obu wspomnianych dyrektyw z dniem wejścia w życie nowej dyrektywy, z wyjątkiem art. 4 ust. 1–4 oraz załączników I, III i IV do DUE. Przepisy te dotyczą osiągnięcia do roku 2017 orientacyjnego celu w zakresie oszczędności energii w wysokości 9% zużycia energii końcowej w każdym państwie członkowskim w ciągu 5 lat przed wdrożeniem DUE.

We wniosku podkreślono, iż w ramach ustalonych wcześniej unijnych ram politycznych, na szczeblu państw członkowskich, nie udało się wykorzystać istniejącego potencjału w zakresie oszczędności energii. Nie umożliwiły tego dyrektywy DUE i CHP oraz środki przyjęte na ich podstawie przez państwa członkowskie, za pomocą których nie przezwyciężono barier rynkowych i regulacyjnych. W ocenie Komisji, aby zapewnić koordynowanie podejmowanych działań oraz efektywniejszą realizację wspólnych celów, niezbędnym była zbiorowa reakcja na szczeblu UE.

W ocenie Komisji środki zaproponowane we wniosku legislacyjnym w nowej dyrektywie miały przyczynić się do tego, aby wszystkie państwa członkowskie poczyniły odpowiedni wkład w działania niezbędne do osiągnięcia celu 20% oraz stworzyły równe szanse dla wszystkich podmiotów działających na rynku, zwłaszcza poprzez ustalenie minimalnych wymogów dotyczących charakterystyki energetycznej (na przykład w odniesieniu do dostępu do rynków publicznych, zobowiązania przedsiębiorstw do audytów energetycznych, zobowiązania przedsiębiorstw użyteczności publicznej sektora energetycznego do oszczędności energii oraz dostępu producentów energii z kogeneracji do sieci). Zadaniem projektowanej legislacji było także pokazanie inwestorom, iż przyjęte przez Unię założenia względem unijnego celu są pewne, a środki poprawy efektywności energetycznej, takie jak wysoko sprawna kogeneracja oraz systemy lokalnego ogrzewania i chłodzenia zyskują wsparcie.

W październiku 2011 r. do wniosku Komisji Europejskiej odniósł się Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny<sup>32</sup>. Wśród licznych uwag Komitet wyraził swoje zaniepokojenie kwestią finansowania koniecznych inwestycji. Jak można obecnie zaobserwować, w wielu przypadkach finansowanie ze strony UE jest zbyt niskie, by mogło stanowić zachętę. Mimo tego, w pkt. 4 uzasadnienia omawianego wniosku stwierdzono jedynie, że proponowana dyrektywa będzie wdrażana z wykorzystaniem obecnego budżetu i nie będzie mieć wpływu na wieloletnie ramy finansowe.

<sup>32</sup> Dz.Urz. UE C 24 z 28.1.2012 r.

W tym kontekście Komitet zaproponował analizę, jak zwiększyć rolę funduszu efektywności energetycznej, zarówno w zakresie źródeł finansowania, jak i kryteriów przyznawania środków finansowych, które zdaniem Komitetu powinny być określone tak, by przyczyniały się do osiągnięcia jednocześnie celów ekologicznych, gospodarczych i społecznych. Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny podkreślił także znaczenie rozwoju usług energetycznych oferowanych przez administrację publiczną lub proponowanych przez przedsiębiorstwa prywatne, których celem jest wdrażanie bardziej efektywnych energetycznie rozwiązań zarówno w przedsiębiorstwach, jak i u osób prywatnych. Komitet odnotował także rolę umów o poprawę efektywności energetycznej będących narzędziem, które może rozszerzyć systemowe starania o lepszą efektywność energetyczną.

W grudniu 2011 r. wniosek został pozytywnie zaopiniowany przez Komitet Regionów<sup>33</sup>. Komitet odnotował jednak brak we wniosku prognoz odnoszących się do okresu po 2020 r., dotyczących zwłaszcza podstawowego celu na 2050 r. (ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 80% do 95% do 2050 r. w stosunku do 1990 r.) umożliwiającego ograniczenie skutków zmiany klimatu. Oprócz braku prognoz, Komitet wskazał na inne w jego ocenie „braki i niedostatki”. Chodzi tu o brak wiążących celów krajowych ustalonych możliwie najwcześniej przed 2014 r., zawężenie stosowania wprowadzonych środków do określonych sektorów, niedocenienie roli podmiotów lokalnych i regionalnych, możliwość uwolnienia się przez państwa członkowskie od zobowiązań dotyczących wprowadzenia wiążących środków, a konkretnie środków dotyczących systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej oraz planów na rzecz rozwoju wysoko sprawnej kogeneracji, brak środków dotyczących podnoszenia poziomu świadomości obywateli, poza środkami na rzecz informowania konsumentów na bieżąco o zużyciu energii, a także brak środków służących rozwijaniu i wspieraniu szkolenia uczestników rynku, zwłaszcza ekspertów i specjalistów w różnych zawodach związanych z efektywnością energetyczną.

## **Nowa dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej**

Proces legislacyjny w zakresie wniosku Komisji Europejskiej zakończył się w 2012 r. W listopadzie 2012 r. w dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz

---

<sup>33</sup> Dz.Urz. UE C 54 z 23.2.2012 r.

uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE.

Przedmiotem dyrektywy 2012/27/UE jest ustanowienie wspólnej struktury ramowej dla środków służących wspieraniu efektywności energetycznej w Unii. Zapewnić ma to osiągnięcie głównego unijnego celu zakładającego zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 r., a także stworzyć warunki do dalszego polepszania efektywności energetycznej po wspomnianej dacie docelowej. Jak już wspomniano dyrektywa ustanawia także przepisy, które w swoim założeniu mają usunąć bariery na rynku energii oraz przewyżczyć nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku, które ograniczają efektywność dostaw i wykorzystywania energii. Co istotne, w dyrektywie przewiduje się ustalenie orientacyjnych krajowych celów w zakresie efektywności energetycznej na 2020 r.

Ważne postanowienia formalnoprawne ujęto w art. 1 ust. 2 dyrektywy. Zgodnie z nimi wymogi zawarte w dyrektywie są wymogami minimalnymi, nie uniemożliwiającymi państwom członkowskim utrzymywanie lub wprowadzanie surowszych środków (w przypadku gdy przepisy krajowe przewidują surowsze środki, państwa członkowskie informują o nich Komisję).

Stosownie do postanowień art. 2 dyrektywy każde państwo członkowskie musi ustalić orientacyjną krajową wartość docelową w zakresie efektywności energetycznej, opierając się na swoim zużyciu energii pierwotnej (krajowe brutto z wyłączeniem zastosowań pozaenergetycznych) lub końcowej (całość energii dostarczonej sektorom przemysłu, transportu, gospodarstw domowych, usług i rolnictwa); wyłącza się z niego dostawy dla sektora przemiany energetycznej oraz samego przemysłu energetycznego, oszczędności energii pierwotnej lub końcowej (ilość zaoszczędzonej energii ustaloną w drodze pomiaru lub oszacowania zużycia przed wdrożeniem środka mającego na celu poprawę efektywności energetycznej i po jego wdrożeniu, z jednoczesnym zapewnieniem normalizacji warunków zewnętrznych wpływających na zużycie energii) albo energochłonność. Począwszy od 2013 r., do dnia 30 kwietnia każdego roku państwa członkowskie składają sprawozdania w sprawie postępów osiągniętych w realizacji krajowych wartości docelowych efektywności energetycznej. Co istotne, pierwsze sprawozdanie ma zawierać ww. cel krajowy dla efektywności energetycznej.

Dyrektywą (art. 4) na państwa członkowskie nakłada się również obowiązek ustanowienia długoterminowej strategii wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkaniowych i użytkowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych.

Kolejnym obowiązkiem wymagającym realizacji na poziomie krajowym (art. 5) jest zapewnienie (nie naruszając postanowień art. 7 dyrektywy 2010/31/UE<sup>34</sup>), aby od dnia 1 stycznia 2014 r. 3% całkowitej powierzchni ogrzewanych lub chłodzonych budynków będących własnością instytucji rządowych oraz przez nie zajmowanych<sup>35</sup>, było poddawane co roku renowacji w celu spełnienia przynajmniej wymogów minimalnych dotyczących charakterystyki energetycznej, które ustalono przy zastosowaniu art. 4 dyrektywy 2010/31/UE<sup>36</sup>.

Zgodnie z art. 6 dyrektywy państwa członkowskie zapewniają, aby instytucje rządowe nabywały jedynie produkty, usługi i budynki o bardzo dobrej charakterystyce energetycznej. Uwarunkowane jest to jednak wymogiem zapewnienia przez to opłacalności, wykonalności ekonomicznej, większego zrównoważenia, przydatności technicznej, a także odpowiedniego

---

<sup>34</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.Urz. UE L 153 z 18.6.2010 r. Zgodnie z art. 7 tej dyrektywy państwa członkowskie podejmują niezbędne środki celem zapewnienia, aby przy wykonywaniu ważniejszej renowacji budynków charakterystyka energetyczna tego budynku lub jego części poddawanej renowacji została poprawiona, tak aby spełniała minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej określone zgodnie z art. 4 z tej dyrektywy, na ile jest to możliwe pod względem technicznym, funkcjonalnym i ekonomicznym. Wymagania te stosuje się zarówno wobec budynku, jak i modułu budynku poddawanego renowacji jako całość. Dodatkowo lub alternatywnie wymagania można stosować do elementów budynków poddawanych renowacji. Państwa członkowskie podejmują ponadto konieczne działania, aby zapewnić spełnienie minimalnych wymagań charakterystyki energetycznej elementu budynku – na ile jest to możliwe z technicznego, funkcjonalnego i ekonomicznego punktu widzenia – w przypadku gdy element budynku wchodzący w skład przegród zewnętrznych budynku i mający istotny wpływ na charakterystykę energetyczną przegród zewnętrznych jest wymieniany lub modernizowany. Państwa członkowskie określają minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej zgodnie z art. 4 dyrektywy 2010/31/UE. W odniesieniu do budynków poddawanych ważniejszym renowacjom państwa członkowskie zachęcają, aby rozważyć i uwzględnić zastosowanie wysoko efektywnych systemów alternatywnych, o których mowa w art. 6 ust. 1 przedmiotowej dyrektywy, na ile jest to możliwe z technicznego, funkcjonalnego i ekonomicznego punktu widzenia.

<sup>35</sup> Współczynnik 3% oblicza się na podstawie całkowitej powierzchni pomieszczeń w budynkach o całkowitej powierzchni użytkowej wynoszącej ponad 500 m<sup>2</sup>, stanowiących własność instytucji rządowych oraz przez nie zajmowanych, które na dzień 1 stycznia każdego roku nie spełniają krajowych minimalnych wymogów dotyczących charakterystyki energetycznej ustalonych w stosowaniu art. 4 dyrektywy 2010/31/UE. Ta wartość progowa od dnia 9 lipca 2015 r. zostaje obniżona do 250 m<sup>2</sup>.

<sup>36</sup> Zgodnie z nim (art. 4 ust. 1 akapit pierwszy) państwa członkowskie podejmują niezbędne środki celem zapewnienia, aby ustalone zostały minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej budynków lub modułów budynków w celu osiągnięcia poziomów optymalnych pod względem kosztów. Charakterystykę energetyczną oblicza się zgodnie z metodologią, o której mowa w art. 3 tej dyrektywy. Obliczanie poziomów optymalnych pod względem kosztów następuje zgodnie z ramami metodologii porównawczej, o której mowa w art. 5 dyrektywy, w momencie gdy ramy te zostaną opracowane.

poziomu konkurencji<sup>37</sup>. Instytucje rządowe oznaczają wszelkie jednostki administracyjne, których właściwość obejmuje całe terytorium państwa członkowskiego.

Obowiązek ten ma zastosowanie do umów kupna produktów, usług i budynków przez instytucje publiczne, w zakresie w jakim te umowy mają wartość równą lub większą niż poziomy ustalony w art. 7 dyrektywy 2004/18/WE<sup>38</sup>. Pewne odstępstwa od ww. obowiązku przewidziano dla zamówień sił zbrojnych<sup>39</sup>.

Dyrektywą 2009/27/UE na państwa członkowskie nakłada się obowiązek ustanowienia systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej<sup>40</sup>. Jak stanowi się w art. 7 ust. 1 system ten zapewnia osiągnięcie przez dystrybutorów energii lub przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii, które zostały wyznaczone jako strony zobowiązane i które prowadzą działalność na terytorium danego państwa członkowskiego, łącznego celu w zakresie oszczędności energii końcowej do dnia 31 grudnia 2020 r. Cel ten jest co najmniej równoważny osiągnięciu przez wszystkich dystrybutorów energii lub wszystkie przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii nowych oszczędności każdego roku od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2020 r. w wysokości 1,5% rocznego wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym uśrednionej w ostatnim trzyletnim okresie przed dniem 1 stycznia 2013 r. Wolumen sprzedaży energii zużytej w transporcie może być częściowo lub w pełni wyłączony z tego obliczenia.

Zgodnie z art. 7 ust. 4 strony zobowiązane są wyznaczane (na podstawie obiektywnych i niedyskryminacyjnych kryteriów) spośród dystrybutorów energii lub przedsiębiorstw prowadzących detaliczną sprzedaż energii działających na terytorium danego państwa członkowskiego (można przy tym uwzględnić przedsiębiorstwa prowadzące dystrybucję lub sprzedaż detaliczną paliw transportowych). W zakresie realizacji przedmiotowego obowiązku każde państwo członkowskie może wybrać kilka wariantów właściwych jego implementacji (art. 7 ust. 2). Wdrożenie ww. wariantów nie

<sup>37</sup> Zob. załącznik III.

<sup>38</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie koordynacji procedur udzielania zamówień publicznych na roboty budowlane, dostawy i usługi, Dz.Urz. UE L 134 z 30.4.2004 r.

<sup>39</sup> Obowiązek ten ma zastosowanie do zamówień sił zbrojnych tylko w zakresie, w jakim stosowanie go nie spowoduje konfliktu z charakterem i pierwotnym celem działalności sił zbrojnych. Obowiązek nie ma zastosowania do umów na dostawy wyposażenia wojskowego, zdefiniowanego w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/81/WE z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie koordynacji procedur udzielania niektórych zamówień na roboty budowlane, dostawy i usługi przez instytucje lub podmioty zamawiające w dziedzinach obronności i bezpieczeństwa.

<sup>40</sup> Ang. *Each Member State shall set up an energy efficiency obligation scheme.*

może jednak prowadzić do zmniejszenia o więcej niż 25% ilości oszczędności energii, o której mowa w art. 7 ust. 1. Zgodnie z ust. 3 tego artykułu państwa członkowskie stosujące ust. 2 powiadamiają o tym Komisję do dnia 5 czerwca 2014 r., w tym powiadamiają o elementach wymienionych w ust. 2, które mają być stosowane, oraz o obliczeniach, wykazując ich wpływ na wielkość oszczędności energii, o której mowa w ust. 1.

Zgodnie z art. 7 ust. 8, raz do roku państwa członkowskie podają do publicznej wiadomości oszczędność energii osiągniętą przez każdą stronę zobowiązaną, lub każdą podkategorię stron zobowiązanych, oraz ilość łączną osiągniętą w ramach tego systemu. Co więcej państwa członkowskie zapewniają, by strony zobowiązane przedstawiały na żądanie (może zostać zgłoszone nie częściej niż raz w roku) zagregowane informacje statystyczne dotyczące ich odbiorców końcowych (zaznaczając istotne zmiany w stosunku do uprzednio przedłożonych informacji); oraz bieżące informacje dotyczące zużycia energii przez odbiorców końcowych, w tym – w odpowiednich przypadkach – profili obciążenia, segmentacji odbiorców oraz lokalizacji geograficznej odbiorców, przy czym musi zostać zachowana wiarygodność i ochrona prywatnych lub poufnych informacji handlowych, zgodnie z mającym zastosowanie prawem Unii.

Dyrektywa przewiduje również inne rozwiązania prawne, które państwa członkowskie mogą lub muszą implementować. W zakresie tej pierwszej kategorii jest to np. możliwość ustanowienia alternatywnego systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej (art. 7 ust. 9). Państwa członkowskie mogą postanowić o przyjęciu innych środków z dziedziny polityki w celu uzyskania oszczędności energii wśród odbiorców końcowych. Środki te mogą obejmować m.in. opodatkowanie energii lub CO<sub>2</sub>, które skutkuje zmniejszeniem zużycia energii przez odbiorców końcowych, plany i instrumenty finansowe lub zachęty podatkowe, które prowadzą do stosowania efektywnych energetycznie technologii lub technik i skutkują zmniejszeniem zużycia energii przez odbiorców końcowych, regulacje lub porozumienia dobrowolne, które prowadzą do stosowania efektywnych energetycznie technologii lub technik i skutkują zmniejszeniem zużycia energii przez odbiorców końcowych, czy też standardy i normy, które zmierzają do poprawy efektywności energetycznej produktów i usług, w tym budynków i pojazdów, oprócz sytuacji, w których są one obowiązkowe w państwach członkowskich na mocy prawa unijnego.

Natomiast w odniesieniu do drugiej kategorii rozwiązań prawnych, które państwa członkowskie muszą wprowadzić, wskazać można m.in. obowiązek stworzenia warunków umożliwiających wszystkim końcowym odbiorcom energii dostęp do audytów energetycznych wysokiej jakości (art. 8).

Co więcej, państwa członkowskie powinny opracować programy zachęcające małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP) do poddawania się audytom energetycznym, a następnie do wdrażania zaleceń sporządzonych w trakcie tych audytów. Państwa członkowskie mają także opracować programy mające na celu informowanie – przy pomocy odpowiednich instytucji doradczych – gospodarstw domowych o korzyściach wynikających z audytów. Kolejnym obowiązkiem nałożonym na państwa członkowskie jest wymóg, by zapewniały one odbiorcy końcowemu (energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła sieciowego, chłodu sieciowego oraz ciepłej wody użytkowej) możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii.

## Podsumowanie

Dyrektywa 2009/27/UE stanowi ważny punkt w realizacji europejskich starań w zakresie poprawy efektywności energetycznej. W ramach systemu wsparcia efektywności nakłada ona na państwa członkowskie wiele obowiązków, z których w niniejszym artykule przedstawiono tylko wybrane z nich, pomijając m.in. wymóg dokonania kompleksowej oceny potencjału zastosowania wysoko sprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, obowiązki w przedmiocie systemu kwalifikacji, akredytacji i certyfikacji, czy inne działania mające poprawić efektywność energetyczną państw członkowskich Unii Europejskiej<sup>41</sup>.

Od strony formalnoprawnej począwszy od 2013 r., do dnia 30 kwietnia każdego roku państwa członkowskie składają sprawozdania w sprawie postępów osiągniętych w realizacji krajowych wartości docelowych efektywności energetycznej, zgodnie z częścią 1 załącznika XIV. Sprawozdanie to może być częścią krajowych programów reform, o których mowa w zalece-

---

<sup>41</sup> Wymienić tu można m.in. postanowienia dyrektywy w świetle których państwa członkowskie mają zachęcać instytucje publiczne oraz podmioty z sektora mieszkalnictwa socjalnego podlegające prawu publicznemu do przyjmowania planów na rzecz efektywności energetycznej, czy to aby państwa członkowskie zachęcały te podmioty do wprowadzenia systemu zarządzania energią, obejmującego audyty energetyczne. Inne postanowienia dotyczą dalej działań promujących i umożliwiających efektywne wykorzystanie energii przez małych odbiorców energii, w tym gospodarstwa domowe. Działania te obejmują instrumenty i strategie promujące zmianę zachowań, w tym ewentualnie zachęty podatkowe, dostęp do finansowania, grantów lub dotacji, dostarczanie informacji, wzorcowe projekty, działania w miejscu pracy, sposoby i warunki udziału odbiorców i organizacji konsumentów podczas ewentualnego rozpowszechniania inteligentnych liczników, poprzez powiadamianie o opłacalnych i łatwych do osiągnięcia zmianach w wykorzystaniu energii, informacjach o środkach w zakresie efektywności energetycznej.

niu Rady 2010/410/UE z dnia 13 lipca 2010 r. w sprawie ogólnych wytycznych polityk gospodarczych państw członkowskich i Unii. Do dnia 30 kwietnia 2014 r., a następnie co trzy lata, państwa członkowskie przedkładają krajowe plany działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii. Plany te obejmują środki mające na celu poprawę efektywności energetycznej oraz oczekiwaną lub osiągniętą oszczędność energii, w tym w dziedzinie dostawy, przesyłu i rozdziału energii oraz końcowego zużycia energii pod kątem osiągnięcia krajowych wartości docelowych efektywności energetycznej, o których mowa w art. 3 ust. 1. Krajowe plany działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii są uzupełniane o zaktualizowane szacunki spodziewanego całkowitego zużycia energii pierwotnej w roku 2020, jak również o szacunkowe poziomy zużycia energii pierwotnej w sektorach wskazanych w części 1 załącznika XIV dyrektywy.

W kontekście implementacji dyrektywy do polskiego porządku prawnego należy zaznaczyć, iż materia objęta zakresem dyrektywy 2009/27/UE znajduje swoje uregulowanie w Polsce w kilku aktach prawnych rangi ustawy. Są to m.in. ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>42</sup> czy ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane<sup>43</sup>. Efektywność energetyczna również jest jednym z komponentów polityki energetycznej państwa (art. 14 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne), a jej zapewnienie to jeden z celów ww. polityki.

Ważne miejsce w polskim systemie prawnym ma ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej<sup>44</sup>, w której w ramowy sposób unormowano problematykę efektywności energetycznej i jej wsparcia w Polsce (ustawa określa: krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej, zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej, jak również zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej). Ustawą dokonano także implementacji dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności i usług energetycznych.

Niemniej jednak, jak słusznie zauważa się w opinii Biura Analiz Sejmowych dotyczącej projektu dyrektywy z 2012 r.<sup>45</sup> rozwiązania zaproponowane w nowej dyrektywie w wielu kwestiach dość daleko wykraczają poza dotychczasowe regulacje ujęte w polskim ustawodawstwie. W dziedzinie tej

<sup>42</sup> Tekst jedn. z 2012 r. Dz.U. poz. ze zm.

<sup>43</sup> Tekst jedn. z 2010 r. Dz.U. Nr 243, poz. 1623 ze zm.

<sup>44</sup> Dz.U. Nr 94, poz. 511.

<sup>45</sup> Biuro Analiz Sejmowych, *Opinia merytoryczna i prawna w sprawie wniosku dotyczącego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylającej dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE (KOM(2011) 370 wersja ostateczna)*, Warszawa 2012.

mamy do czynienia ze swoistą sytuacją „uciekającego celu”. BAS podnosi, iż Polska, przyjmując prawo unijne, dokonuje systematycznie istotnych zmian przepisów. Jednak jeszcze zanim nowe rozwiązania zostaną wdrożone i sprawdzone w praktyce, pojawiają się kolejne propozycje, które mają stymulować dodatkowy wzrost efektywności energetycznej.

Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku analizowanej dyrektywy. Stosunkowo nowa ustawa o efektywności energetycznej z 2011 r. implementowała przepisy dyrektywy z 2006 r., w czasie gdy na różnych forach europejskich sygnalizowano już konieczność dokonania niezbędnych zmian prawnych, odnoszących się do regulacji w przedmiocie efektywności energetycznej. Nowa dyrektywa w zasadniczej części musi zostać implementowana do czerwca 2014 r., chociaż niektóre z jej postanowień powinny zostać wprowadzone w życie już w 2013 r.

Chcąc uniknąć konsekwencji związanych z nieimplementowaniem dyrektywy, Polska powinna niezwłocznie rozpocząć prace w przedmiocie, dyrektywy, która została uchwalona ponad rok temu. Co więcej, w terminie do 30 kwietnia 2014 r. Polska musi przedłożyć krajowy plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii. W planie należy określić istotne środki poprawy efektywności energetycznej oraz oczekiwaną lub osiągniętą oszczędność energii, w tym w dziedzinie dostawy, przesyłu i rozdziału energii oraz końcowego zużycia energii pod kątem osiągnięcia wartości docelowych efektywności energetycznej, o których mowa w art. 3 ust. 1 dyrektywy 2012/27/UE.

Obowiązki te wymagają nie tylko działań natury formalnoprawnej, jak również rozpoczęcia szerszych konsultacji branżowych. Określą one bowiem poziom krajowych zobowiązań w odniesieniu do efektywności energetycznej. Uwydatnia to konieczność podjęcia aktywności po stronie rządowej, której efektem będzie projekt nowej większej nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej oraz przygotowanie niezbędnych dokumentów strategicznych mających swoją podstawę w postanowieniach dyrektywy 2012/27/UE.

## Informacja o autorach



**Michał Andruszkiewicz** – adwokat, Associate w Departamencie Energetyki i Projektów Infrastrukturalnych CMS Cameron McKenna

**Piotr Ciołkowski** – radca prawny, Senior Associate w Departamencie Energetyki i Projektów Infrastrukturalnych CMS Cameron McKenna

**Bartłomiej Derski** – wydawca, portal WysokieNapiecie.pl

**Filip Elżanowski** – dr, adiunkt w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego, Instytut Nauk Prawno-Administracyjnych, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego

**Zdzisław Muras** – dr nauk prawnych, dyrektor Departamentu Prawnego i Rozstrzygania Sporów, Urząd Regulacji Energetyki

**Jacek Piecha** – doktorant w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego, Instytut Nauk Prawno-Administracyjnych, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego

**Jakub Pokrzywniak** – dr nauk prawnych, Katedra Prawa Cywilnego, Handlowego i Ubezpieczeniowego, Wydział Prawa i Administracji, Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu

**Maciej M. Sokołowski** – doktorant w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego, Instytut Nauk Prawno-Administracyjnych, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego

**Mariusz Swora** – dr hab. nauk prawnych, Katedra Publicznego Prawa Gospodarczego, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie

**Piotr Tatarkiewicz** – doktorant w Zakładzie Publicznego Prawa Gospodarczego, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu

**Krystian Ziemiński** – prof. UAM, dr hab., Zakład Prawa Administracyjnego i Nauki o Administracji, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu

**Jacek Zimmer-Czekaj** – radca prawny, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie

## Summary



# **Infrastructure investments and environmental protection in energy law**

The long-awaited, comprehensive amendment to the Energy Law of July 2013, which was to lead to implementing the new solutions that were adopted by the European legislator in 2009 (the so-called “energy three-pack”) within Polish legislation, has regulated a whole range of the existing energy law solutions and institutions anew, thus simultaneously introducing completely new solutions which were not used in Polish law before. In reality, given the scale and importance of these changes, it can be said that a new energy law has been introduced in Poland; and it was not merely a modification to the existing law, even though the new law was adopted by means of an amendment. This monograph is a collection of complementary articles which deal with important matters that have been particularly affected by the amendment to energy law. The monograph not only attempts to provide an overall assessment of this amendment; it also discusses in more detail regulations concerning the status of the industrial consumer and the vulnerable consumer as well as aspects related to introducing a capacity market which is to provide support for investment in new sources of energy generation, and the issue of barriers to developing energy infrastructure as well as to adding new, especially renewable, energy sources.

Attention is also paid to issues that still need urgent regulation as well as to the shortcomings of the Polish legal system which, to varying degrees, limit the possibility of achieving the results that are expected by the European legislator, especially those that enhance both European and domestic energy security, with a focus on legal instruments that are intended to improve energy efficiency in the European Union.

*Translated by Anna Mojska*