

internetowy  
KWARTALNIK  
ANTYMONOPOLOWY I  
REGULACYJNY

6(9)

2020

SERIA REGULACYJNA

- Dylematy sektora ciepła systemowego, czyli kilka słów o konkurencji i monopolu w ciepłownictwie
- Szanse i kierunki transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce
- Uproszczona metoda zatwierdzania taryf dla kogeneracji – uprawnienie czy obowiązek?
- Nowy system wsparcia dla energii wytwarzanej z wysokosprawnej kogeneracji – wybrane aspekty prawne
- Pozyskanie nowego klienta przez sprzedawcę energii

ISSN 2299-5749

CAR'S  
Centre for Antitrust and Regulatory Studies  
Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych



internetowy  
KWARTALNIK  
ANTYMONOPOLOWY I  
REGULACYJNY

6(9)

2020

121. publikacja Programu Wydawniczego CARS

Redaktor naczelny: dr hab. Anna Piszcz, prof. UwB

Redaktor statystyczny: prof. dr hab. Jerzy Wierziński

Redaktor językowy: Anita Sosnowska

Projekt okładki: Darek Kondefer

ISSN: 2299-5749

Licencja: Creative Commons 3.0 Polska

Redakcja: Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych (CARS);

PL – 02-678 Warszawa, ul. Szturmowa 3; tel. (+48-22) 55-34-126; [www.ikar.wz.uw.edu.pl](http://www.ikar.wz.uw.edu.pl)

e-mail: [ikar@wz.uw.edu.pl](mailto:ikar@wz.uw.edu.pl)

Wydawca: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego;

PL – 02-678 Warszawa, ul. Szturmowa 3; tel. (+48-22) 55-34-164; [www.wz.uw.edu.pl](http://www.wz.uw.edu.pl)

e-mail: [jjagodzinski@mail.wz.uw.edu.pl](mailto:jjagodzinski@mail.wz.uw.edu.pl)

Skład i łamanie: Dom Wydawniczy ELIPSA; PL – 00-189 Warszawa,

ul. Inflancka 15/198; tel.: (+48-22) 635-03-01; [www.elipsa.pl](http://www.elipsa.pl)

e-mail: [elipsa@elipsa.pl](mailto:elipsa@elipsa.pl)

# RADA NAUKOWA

Prof. dr hab. **Andrzej Wróbel** (sędzia Sądu Najwyższego) – przewodniczący.

Prof. UW dr hab. **Zbigniew Hockuba** (Katedra Ekonomii Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – wiceprzewodniczący.

Prof. dr hab. **Cezary Kosikowski** (kierownik Katedry Prawa Finansów Publicznych w Europejskiej Wyższej Szkole Prawa i Administracji w Warszawie) – wiceprzewodniczący.

Prof. dr hab. **Jan Barcz** (kierownik Katedry Prawa Międzynarodowego i Prawa Unii Europejskiej Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie) – członek.

Prof. dr hab. **Sławomir Dudzik** (Katedra Prawa Europejskiego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Marian Gorynia** (Rektor Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu) – członek.

Prof. dr hab. **Jan Grabowski** (kierownik Katedry Administracji WNSiA Wyższej Szkoły Menedżerskiej w Warszawie) – członek.

Prof. dr hab. **Hanna Gronkiewicz-Waltz** (kierownik Zakładu Administracyjnego Prawa Gospodarczego i Bankowego Instytutu Nauk Prawno-Administracyjnych Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego; prezydent Warszawy) – członek.

Prof. ALK dr hab. **Waldemar Hoff** (kierownik Katedry Prawa Administracyjnego i Prawa Administracyjnego Gospodarczego Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie) – członek.

Prof. dr hab. **Marian Kepiński** (kierownik Katedry Prawa Europejskiego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Adama Mickiewicza) – członek.

Prof. dr hab. **Leon Kieres** (kierownik Zakładu Prawa Administracyjnego Gospodarczego Wydziału Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego; sędzia Trybunału Konstytucyjnego) – członek.

Prof. dr hab. **Bożena Klimczak** (emerytowany pracownik Katedry Mikroekonomii i Ekonomii Instytucjonalnej Instytutu Ekonomii Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu) – członek.

Prof. KA dr hab. **Konrad Kohutek** (kierownik Katedry Publicznego Prawa Gospodarczego na Wydziale Prawa, Administracji i Stosunków Międzynarodowych Krakowskiej Akademii im. Andrzeja Frycza-Modrzewskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Małgorzata Król-Bogomilska** (kierownik Katedry Prawa Karnego w Instytucie Prawa Karnego WPIA UW) – członek.

Prof. dr hab. **Maria Królikowska-Olczak** (kierownik Katedry Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Prawa i Administracji UŁ) – członek.

Prof. INP PAN dr hab. **Dawid Miąsik** (Zakład Prawa Europejskiego INP PAN; sędzia Sądu Najwyższego) – członek.

Prof. SGH dr hab. **Anna Mokrysz-Olszyńska** (kierownik Zakładu Prawa Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Katedrze Prawa Międzynarodowego Kolegium Gospodarki Światowej SGH) – członek.

Prof. USz dr hab. **Rajmund Mołski** (kierownik Katedry Prawa Gospodarczego Publicznego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Szczecińskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Adam Noga** (kierownik Katedry Ekonomii Akademii Leona Koźmińskiego) – członek.

Prof. ALK dr hab. **Bartłomiej Nowak** (Katedra Prawa Międzynarodowego i Prawa UE Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie) – członek.

Prof. dr hab. **Bożena Popowska** (kierownik Katedry Publicznego Prawa Gospodarczego Wydziału Prawa i Administracji UAM; sędzia NSA w stanie spoczynku) – członek.

Prof. UG dr hab. **Andrzej Powalowski** (kierownik Zakładu Prawa Gospodarczego Publicznego w Katedrze Prawa Gospodarczego Publicznego i Ochrony Środowiska Wydziału Prawa i Administracji UG) – członek.

Prof. UŁ dr hab. **Maciej Rogalski** (kierownik Katedry Prawa Administracyjnego WPIA Uczelni Łazarskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Tadeusz Skoczny** (honorowy dyrektor CARS) – członek.

Prof. dr hab. **Kazimierz Strzyczkowski** (kierownik Katedry Prawa Gospodarczego WPIA Uczelni Łazarskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Andrzej T. Szablewski** (kierownik Zakładu Ekonomii w Instytucie Nauk Społecznych i Zarządzania Technologiami Politechniki Łódzkiej oraz zastępca dyrektora Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN) – członek.

Prof. dr hab. **Włodzimierz Szpringer** (Katedra Prawa Administracyjnego i Finansowego Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej oraz Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Jerzy Wilkin** (kierownik Zakładu Integracji Europejskiej IRWiR PAN) – członek.

Prof. dr hab. **Jerzy Żyżyński** (kierownik Zakładu Gospodarki Publicznej w Katedrze Gospodarki Narodowej Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego; poseł na Sejm RP) – członek.

# KOLEGIUM REDAKCYJNE

Prof. UwB dr hab. **Anna Piszcz** (kierownik Pracowni Prawa Gospodarczego Publicznego Wydziału Prawa Uniwersytetu w Białymstoku) – redaktor naczelna, redaktor tematyczna ds. prawa ochrony konkurencji zagranicą i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej”; e-mail: piszcz@uwb.edu.pl.

Dr hab. **Anna Fornalczyk** (partner firmy COMPER Fornalczyk i Wspólnicy Sp.j.) – zastępca redaktora naczelnego i nadzór nad publikacjami z ekonomii konkurencji i regulacji oraz redaktor tematyczna ds. pomocy publicznej; e-mail: afornalczyk@comper.com.pl.

Prof. dr hab. **Stanisław Piątek** (kierownik Katedry Prawnych Problemów Administracji i Zarządzania Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – zastępca redaktora naczelnego, nadzór nad „Serią Regulacyjną”, redaktor tematyczny ds. regulacji w dziedzinie łączności i mediów oraz redaktor prowadzący jednego zeszytu „Serii Regulacyjnej”; e-mail: piatek@wz.uw.edu.pl.

Prof. dr hab. **Jerzy Wierziński** (kierownik Zakładu Metod Matematycznych i Statystycznych Zarządzania Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – redaktor statystyczny; e-mail: wierziński@wz.uw.edu.pl.

Prof. UW dr hab. **Cezary Banasiński** (profesor w Zakładzie Porównawczego Prawa Administracyjnego i Prawa Publicznej Działalności Gospodarczej w Instytucie Nauk Prawnoadministracyjnych WPIA UW); e-mail: cbanasinski@instytutkonkurencji.pl

Dr hab. **Maciej Bernatt** (kierownik Samodzielnego Zakładu Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – redaktor tematyczny ds. reguł wdrażania prawa ochrony konkurencji i redaktor jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej”; e-mail: mbernatt@wz.uw.edu.pl.

Dr **Mateusz Chołodecki** (adiunkt w Katedrze Publicznego Prawa Gospodarczego WPIA UAM); e-mail: mateusz.cholodecki@amu.edu.pl

Dr **Marzena Czarniecka** (adiunkt w Katedrze Prawa Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach) – redaktor tematyczna ds. regulacji energetycznej i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Regulacyjnej”; e-mail: mczg@interia.pl.

Prof. WSiZ dr hab. **Agata Jurkowska-Gomułka** (kierownik Katedry Prawa Administracyjnego na Wydziale Administracji i Nauk Społecznych Wyższej Szkoły Informatyki i Zarządzania) – redaktor tematyczna ds. porozumień ograniczających konkurencję i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej”; e-mail: agathajur@o2.pl.

Prof. UŁ dr hab. **Monika Namysłowska** (kierownik Katedry Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Prawa i Administracji UŁ) – redaktor tematyczna ds. ochrony konsumentów i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej”; e-mail: mnmyslowska@wpia.uni.lodz.pl.

**Magdalena Kielkiewicz** (Koordynatorka Krajowa CARS) redaktor techniczna; e-mail: m.kielkiewicz@wz.uw.edu.pl; tel. stacj. (22) 55 34 126.

## Spis treści

Czy ciepło jest nam jeszcze potrzebne? (od redaktorów prowadzących) ..... 6

Laboratorium Klimatyczno-Energetyczne CARS (Michał Krzykowski) ..... 9

### Artykuły

Marcin Kraśniewski, **Dylematy sektora ciepła systemowego, czyli kilka słów o konkurencji i monopolu w ciepłownictwie** ..... 11

Marcin Ziarkowski, **Szanse i kierunki transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce** ..... 28

Zdzisław Muras, **Uproszczona metoda zatwierdzania taryf dla kogeneracji – uprawnienie czy obowiązek?** ..... 43

Michał Bałdowski, Michał Maruszak, **Nowy system wsparcia dla energii wytwarzanej z wysokosprawnej kogeneracji – wybrane aspekty prawne** ..... 54

Paweł K. Domagała, **Pozyskanie nowego klienta przez sprzedawcę energii** ..... 66

### Przegląd prawa i orzecznictwa

Karolina Wcisło-Karczewska, Jan Sakłowski, **Pandemia koronawirusa a regulacje prawne w energetyce** ..... 79

Jakub Faszczka, **Rozwój zasady solidarności energetycznej w orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości** ..... 90

### Przegląd piśmiennictwa

Eryk Kosiński, **Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego**, Wydawnictwo Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Poznań 2019, ss. 878 (Miroslaw Pawełczyk) ..... 100

Magdalena Porzeżyńska, **Pomoc państwa na produkcję energii ze źródeł odnawialnych w prawie Unii Europejskiej**, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2020, ss. 276 (Marzena Czarnecka) ..... 103

---

**Tina Hunter, Ignacio Herrera, Penelope Crossley, Gloria Alvarez (red.),  
*Podręcznik prawa energetycznego [Routledge Handbook of Energy Law],  
Routledge, New York 2020, ss. 626 (Marcin Kraśniewski) . . . . .105***

**Contents, Summaries and Key Words . . . . .109**

## Czy ciepło jest nam jeszcze potrzebne? (od redaktorów prowadzących)

Energetyczne numery iKAR-a na stałe wpisały się w serię regulacyjną czasopisma, stając cenne źródło wiedzy dla praktyków i teoretyków. Sektor energetyczny nie stanowi monolitu i stałej struktury, ale wręcz przeciwnie – dzieli się na kilka sektorów, których transformacja przebiega w sposób zróżnicowany, a jednocześnie, wraz z ogólnymi tendencjami w światowej polityce klimatycznej, coraz bardziej intensywny, wpływający na dotychczasowy sposób funkcjonowania gospodarek państw na świecie i samych obywateli. Procesy te nie omijają rzecz jasna energetyki cieplnej, która stanowi istotny komponent energetyki, zwłaszcza energetyki w Polsce. Dokonując przeglądu ostatnich publikacji naukowych, w tym także artykułów publikowanych na łamach iKAR-a, oraz tematów krajowych i międzynarodowych konferencji naukowych, można zauważyć, że na przestrzeni ostatnich lat problematyka badań nad prawem i ekonomią w zakresie sektora energetycznego koncertuje się na zagadnieniach związanych z konkurencją i bezpieczeństwem na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Szczególne miejsce w tych badaniach zajmują zagadnienia dotyczące odnawialnych źródeł energii. Redaktorzy niniejszego numeru, przygotowując założenia programowe, zadali sobie pytanie, czy ciepło jest nam jeszcze potrzebne? Energetyka ciepła pozostaje bowiem poza głównym nurtem badań naukowych. Trudno jest jednak uznać, że sektor ciepłownictwa stanowi niezmienną sferę aktywności gospodarczej. Na zmiany w tym sektorze wskazują coroczne dane publikowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z których jasno wynika, że struktura organizacyjna i właścicielska zmienia się rokrocznie. Jednocześnie należy odnotować działania samych organów administracji gospodarczej, w tym zwłaszcza Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec warszawskich przedsiębiorstw ciepłowniczych. Sektor ciepłowniczy nie pozostaje także poza sferą zainteresowania Skarbu Państwa, który kreuje politykę zmierzającą do koncentracji tej gałęzi gospodarki. Same przedsiębiorstwa ciepłownicze zaś stają przed istotnymi wyzwaniami inwestycyjnymi i modernizacyjnymi, ograniczającymi ich negatywny wpływ na środowisko naturalne, poprawiającymi jakość świadczonych usług i wreszcie samą rentowność tych podmiotów.

Redaktorzy niniejszego numeru uznali, że tematyka energetyki cieplnej powinna być podjęta na łamach iKAR-a. Ciepło wymaga bowiem swoistego „odkurzenia” i „przypomnienia”, co jest celem niniejszego numeru. Numer powstał w przekonaniu, że będzie stanowił przyczynek do dalszych badań naukowych w zakresie sektora ciepłowniczego. Kwestię ciepłownictwa redaktorzy sygnalizują także z racji utworzenia w roku 2020, w ramach Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych Uniwersytetu Warszawskiego, wyspecjalizowanej komórki jaką jest Laboratorium Klimatyczno-Energetyczne. Badania naukowe w zakresie energetyki nie powinny bowiem pozostawać na uboczu ciepłownictwa, które jest jednym z naczyń połączonych w sektorze energetycznym.

Numer 6(9)/2020 otwiera artykuł Marcina Kraśniewskiego na temat konkurencji i monopolu w sektorze ciepła systemowego (*Dylematy sektora ciepła systemowego, czyli kilka słów o konkurencji i monopolu w ciepłownictwie*). W artykule Autor stawia tezę o występowaniu w polskim

sektorze ciepła systemowego monopolu naturalnego. W artykule podjął się on określenia wzajemnych relacji pomiędzy prawem energetycznym i prawem antymonopolowym, a także wzajemnych relacji pomiędzy Prezesem URE i Prezesem UOKiK. Szczególną uwagę Autor przypisał także samemu rozumieniu teoretycznej konstrukcji prawnej, jaką jest regulacja gospodarcza sektora.

Z kolei Marcin Ziarkowski podjął się tematu *Szans i kierunków transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce*. W artykule przedstawił kierunki rozwoju ciepłownictwa systemowego w Polsce oraz wskazał szanse i zagrożenia, jakie wiążą się z tym rozwojem. Artykuł dostarcza argumentów przemawiających za bardziej wolnorynkowym podejściem do ciepłownictwa, oczywiście przy uszanowaniu wszelkich proekologicznych zobowiązań ciążących na Polsce jako kraju członkowskim Unii Europejskiej.

Kolejne opracowanie pt. *Uproszczona metoda zatwierdzania taryf dla kogeneracji – uprawnienie czy obowiązek?* przygotował Zdzisław Muras. Celem artykułu jest przedstawienie pojawiających się w praktyce stosowania prawa wątpliwości związanych z zakresem stosowania tzw. uproszczonej metody zatwierdzania taryf dla ciepła dla jednostek kogeneracyjnych. Autor, po przeprowadzeniu szerokiej kwerendy literatury przedmiotu i orzecznictwa, podjął próbę wypracowania najbardziej jednoznacznego podejścia do zarysowanego przedmiotu badania.

W artykule zatytułowanym *Nowy system wsparcia dla energii wytwarzanej z wysokosprawnej kogeneracji – wybrane aspekty prawne* Michał Bałdowski i Michał Maruszak przedstawili zagadanie wsparcia dla kogeneracji, w tym zwłaszcza system wsparcia dla małych i istniejących jednostek wytwórczych oparty na gwarantowanej pomocy. Autorzy pozytywnie oceniają przyjęte rozwiązania prawne w tym zakresie, ale jednocześnie wskazują i tłumaczą wady ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Problematyce pozyskania nowych klientów przez sprzedawcę energii, w tym energii ciepłej w Polsce, a także wpływu RODO na ten proces poświęcony jest następny artykuł autorstwa Pawła K. Domagały pt. *Pozyskanie nowego klienta przez sprzedawcę energii*. W opracowaniu proces pozyskiwania nowych klientów został przedstawiony w ramach trzech etapów: pozyskania danych potencjalnego klienta, przekazania oferty zawarcia umowy sprzedaży energii oraz zawarcia takiej umowy.

*Przegląd prawa i orzecznictwa* nie jest natomiast poświęcony zagadnieniom wyłącznie z zakresu energetyki ciepłej. W tej części znajdują się prace dotyczące zagadnień mających charakter kluczowy i pośredni dla funkcjonowania ciepłownictwa. Część przeznaczona na przegląd prawa i orzecznictwa zawiera bowiem opracowanie dotyczące wpływu pandemii SARS-CoV-2 oraz zasady solidarności energetycznej na sektor energetyczny w Polsce i Unii Europejskiej. Pierwsze z nich pt. *Pandemia koronawirusa a regulacje prawne w energetyce* przygotowali Karolina Wcisło-Karczewska i Jan Sakławski. Drugie z nich pt. *Rozwój zasady solidarności energetycznej w orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości* przygotował Jakub Faszczka.

W *Przeglądzie piśmiennictwa* zamieszczono trzy recenzje. Pierwszą recenzję książki pt. *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego* autorstwa Eryka Kosińskiego przygotował Mirosław Pawełczyk. Drugą recenzję monografii pt. *Pomoc państwa na produkcję energii ze źródeł odnawialnych w prawie Unii Europejskiej* autorstwa Magdaleny Porzeżyńskiej przygotowała Marzena Czarnańska.

Natomiast trzecią recenzję zagranicznego opracowania pt. *Routledge Handbook of Energy Law* przygotował Marcin Kraśniewski.

Serdecznie dziękujemy wszystkim Autorom artykułów i innych materiałów zamieszczonych w numerze. Szczególne podziękowania kierujemy także do Recenzentów, których praca pozwoliła na udoskonalenie kształtu naszej publikacji. Mamy nadzieję, że przytoczone teksty pomogą Państwu w pracy naukowej, dydaktycznej oraz zawodowej.

Życzymy Państwu inspirującej lektury!

Katowice–Warszawa, dn. 10 listopada 2020 r.

*dr hab. Marzena Czarnecka, prof. nadzw.*

Katedra Prawa i Ubezpieczeń, Wydział Finansów i Ubezpieczeń  
Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach  
<https://orcid.org/0000-0003-0565-8357>

*mgr Marcin Kraśniewski*

Katedra Europejskiego Prawa Gospodarczego, Wydział Prawa i Administracji  
Uniwersytetu Łódzkiego  
<https://orcid.org/0000-0002-8552-4182>





Centre for Antitrust and Regulatory Studies  
Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych



LABORATORIUM KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNE

## Laboratorium Klimatyczno-Energetyczne CARs

*Szanowni Państwo,*

z dniem 1 września 2020 r. rozpoczęło swoją działalność Laboratorium Klimatyczno-Energetyczne przy Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych Uniwersytetu Warszawskiego (Laboratorium ma zasadniczo charakter *non profit*). Laboratorium skupia pracowników naukowych z różnych ośrodków w Polsce i z za granicy (w tym Uniwersytetu Jagiellońskiego, Uniwersytetu Warszawskiego, Uniwersytetu Łódzkiego, Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego, Uniwersytetu Śląskiego, Uniwersytetu ks. Kardynała Stefana Wyszyńskiego, Europejskiego Instytutu Uniwersyteckiego we Florencji czy Uniwersytetu w Bergen/Norwegia) i specjalizacji (prawo, ekonomia, ochrona środowiska).

Zgodnie z ideą CARs priorytetowym zadaniem Laboratorium jest prowadzenie interdyscyplinarnych, prawno-ekonomicznych badań naukowych, realizowanie projektów badawczo-rozwojowych i sporządzanie ekspertyz naukowych dotyczących regulacji gospodarczej i ochrony konkurencji w sektorze szeroko rozumianej energetyki oraz europejskiego i polskiego prawa energetycznego. Takie podejście badawczo-doradcze ma wyjątkowo silne uzasadnienie w odniesieniu do tego sektora, gdzie warstwa prawna i ekonomiczna są ze sobą ściśle zespolone tak w nauce, jak i w praktyce.

Utworzenie Laboratorium Klimatyczno-Energetycznego pozwoli na kontynuację i intensyfikację szerokiego spektrum działań ukierunkowanych na poznanie. Będzie okazją do zacieśnienia współpracy pomiędzy nauką a administracją publiczną poprzez wymianę doświadczeń czy realizację wspólnych działań o charakterze interdyscyplinarnym. Umożliwi praktyczne wspieranie procesów legislacyjnych i organów regulacyjnych oraz przedsiębiorstw energetycznych dostosowujących swoje działania do wymogów prawa energetycznego i prawa konkurencji (*compliance*). Laboratorium będzie inicjowało i redagowało publikacje zwarte i periodyczne, organizowało konferencje naukowe oraz warsztaty i szkolenia praktyczne. W ramach CARs podejmiemy również szeroką współpracę z innymi krajowymi i międzynarodowymi placówkami zajmującymi się regulacją gospodarczą i prawem energetycznym. Mamy nadzieję, że możliwe będzie dzięki temu pełne wykorzystanie potencjału własnego pracownika oraz pozyskanie do współpracy naukowo-badawczej i afiliowanie przy CARs licznych akademików i praktyków.

Działania Laboratorium Klimatyczno-Energetycznego będą niezwykle ważne i aktualne z uwagi na toczące się prace nad utworzeniem w ramach Unii Europejskiej Unii Energetycznej.

Szczególnie należy uwzględnić sytuację odnawialnych źródeł energii. Zakładamy, że w najbliższym czasie głównymi obszarami tematycznym prac Laboratorium powinny być:

- Nowe trendy w energetyce europejskiej: Unia Energetyczna, ale i wspieranie energetyki lokalnej/obywatelskiej
- Europejska Strategia Przemysłowa a budowa jednolitego rynku energetycznego
- Ochrona transgranicznych inwestycji energetycznych
- Odnawialne źródła energii
- Magazynowanie energii
- Klimat i środowisko a energia
- System handlu emisjami
- Dywersyfikacja dostaw gazu
- Współpraca państw Unii Europejskiej w zakresie energetyki i gazu z państwami Europy Wschodniej
- Zmiany w energetyce wynikające z rozwoju elektromobilności
- Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla
- Energia w czasach kryzysu ekonomicznego (wpływ kryzysu na bezpieczeństwo dostaw, funkcjonowanie rynku wewnętrznego i problem tzw. ubóstwa energetycznego)
- Cyberbezpieczeństwo w energetyce.

W ramach dotychczasowej działalności LKE CARS już w listopadzie 2020 r. odbyło się pierwsze webinarium naukowe, podczas którego prof. Henrik Bjørnebye – kierownik Katedry Prawa Energetycznego i Paliw na Wydziale Prawa Uniwersytetu w Oslo wygłosił wykład pt. *Norwegian energy resource management law*. Problematyka podjęta podczas wykładu stała się przedmiotem dyskusji dotyczącej przede wszystkim wpływu prawodawstwa unijnego na prawo norweskie. Ponadto, szczególna uwaga poświęcona została konkurencji na norweskim rynku energetycznym, rynkowi hurtowemu i detalicznemu energii elektrycznej, opodatkowaniu przedsiębiorstw energetycznych oraz relacji pomiędzy tradycyjnym sektorem energetycznym opartym na paliwach kopalnych a rozwojem odnawialnych źródeł energii. W konkluzjach prof. Bjørnebye zwrócił uwagę na potrzebę rewizji dotychczasowej polityki energetycznej Norwegii, która wspierając wydobywanie emisyjnych surowców energetycznych, takich jak ropa naftowa czy gaz ziemny, pozostaje wątpliwa z perspektywy polityki klimatycznej UE.

dr Michał Krzykowski

Kierownik

Laboratorium Klimatyczno-Energetycznego CARS

<https://orcid.org/0000-0003-1150-0142>

Marcin Kraśniewski\*

## Dylematy sektora ciepła systemowego, czyli kilka słów o konkurencji i monopolu w ciepłownictwie

### Spis treści

- I. Zamiast wstępu – czym jest regulacja gospodarcza?
- II. Ciepłownictwo systemowe – jaki to sektor w Polsce?
- III. Konkurencja czy monopol w sektorze ciepła systemowego?
- IV. Prezes URE – ile regulacji, ile promowania konkurencji?
  1. Wprowadzenie i przestrzeganie zasady dostępu strony trzeciej do sieci (*TPA*) w sektorze ciepłownictwa systemowego
  2. Koncesjonowanie działalności gospodarczej w sektorze ciepłownictwa systemowego
  3. Zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf przez Prezesa URE w sektorze ciepłownictwa systemowego
- V. Prezes UOKiK – czy jest dla niego miejsce w sektorze ciepła systemowego?
- VII. Wnioski

### Streszczenie

Dylemat sektora ciepła systemowego sprowadza się do zakresu ingerencji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w funkcjonowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych. Artykuł stawia tezę, że pomimo działań liberalizujących w sektorze ciepła systemowego, występuje monopol naturalny, co przesądza o prymacie Prezesa URE jako regulatora tego sektora, a jednocześnie o ograniczonym zakresie oddziaływania Prezesa UOKiK jako organu antymonopolowego. Celem artykułu jest – po pierwsze – zdefiniowanie samego pojęcia „regulacja gospodarcza”, której instytucjonalnym elementem jest Prezes URE. Po drugie, wykazanie występowania monopolu w sektorze ciepła systemowego w Polsce. Po trzecie, wreszcie, określenie zakresu kompetencji Prezesa URE i Prezesa UOKiK w sektorze ciepła systemowego.

**Słowa kluczowe:** ciepło systemowe; sektor; regulacja gospodarcza; monopol; konkurencja; organ regulacyjny; organ antymonopolowy.

**JEL:** K12, K21, K32, K33

\* Doktorant w Katedrze Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; sekretarz i członek zespołu w Laboratorium Klimatyczno-Energetycznym CARS UW; wiceprezes Zarządu Polskiej Fundacji Prawa Konkurencji i Regulacji Sektorowej IUS PUBLICUM w Warszawie; kontakt e-mail: mkrasniewski@wpia.uni.lodz.pl; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8552-4182>.

## I. Zamiast wstępu – czym jest regulacja gospodarcza?

Sektor ciepła systemowego stanowi jeden z sektorów infrastrukturalnych, które objęte są regulacją gospodarczą stanowiącą funkcję państwa wobec gospodarki funkcjonującej w warunkach rynkowych. Specyfika tych sektorów<sup>1</sup> sprawia, że nie jest możliwe ich otwarcie na mechanizmy wolnego rynku, co jednocześnie implikuje konieczność interwencji państwa w gospodarkę poprzez regulację gospodarczą. Doniosłość stosunków gospodarczych w sektorach infrastrukturalnych, w tym także w sektorze ciepła systemowego sprawia, że wykorzystanie regulacji gospodarczej ma coraz szersze zastosowanie, a to jednocześnie implikuje coraz szersze zainteresowanie doktryny prawa gospodarczego publicznego tym zagadnieniem. Rozumienie regulacji gospodarczej w nauce prawa nie jest jednak jednoznaczne, co prowadzi do wniosku, że dylematem prawa gospodarczego publicznego jest określenie: czym tak naprawdę jest regulacja gospodarcza? Można pójść nawet nieco dalej i zadać pytanie: czy regulacja gospodarcza ma charakter wyłącznie prokonkurencyjny, czy też realizuje inne cele?

Obok terminu „regulacja gospodarcza” odnotować można także występowanie innych pojęć: „regulacja sektorowa” (Kosiński, 2019), „regulacja sektorów infrastrukturalnych” (Szydło, 2005), „regulacja prokonkurencyjna” (Skoczny, 2003), „regulacja” (Elżanowski, 2015). Stosowanie różnych terminów i ich definicji z pewnością wynika z problemów badawczych, jakimi dany autor zajmuje się w badaniach naukowych (Black, 2002, s. 13). Należy jednak nadmienić, że wszystkie przytoczone terminy są ujmowane w kontekście funkcji państwa wobec gospodarki, ale treść pojęć różni się zakresem przedmiotowym i podmiotowym, a także celami gospodarczymi i instrumentami prawnymi realizacji tychże. Termin „regulacja” jest rozumiany szeroko, a także bardzo wąsko, czego najlepszym przykładem jest używanie przez autorów terminu „prokonkurencyjna regulacja sektorowa” (Skoczny, 2003). A. Walaszek-Pyziół (2013, s. 152) wskazuje, że termin „regulacja” „występuje w ustawodawstwie i w języku prawniczym stosunkowo często. Jego kontury znaczeniowe nie są jednak określone w sposób precyzyjny”.

W polskim piśmiennictwie można wskazać na postrzeganie wskazanych terminów jako synonimy. S.A. Jarecki (2019, s. 29) przyjmuje, że rozróżnianie wskazanych powyżej terminów nie jest uzasadnione i „wszystkie przytoczone wcześniej określenia traktuje w zasadzie niejako zamienne”. Inny kierunek pojmowania owych terminów proponuje E. Kosiński, który omawiając prawnoporównawczo regulację sektora energetycznego, wskazuje, że „regulację można pojmować bądź w szerokim znaczeniu, odnosząc ją ogólnie do interwencjonizmu państwowego, bądź jako regulację sektorową, najważniejsze rozumienie regulacji, której granice wyznacza cel, szczególne środki i szczególnie adresaci działania państwa. Punktem wyjścia dla rozważań dotyczących regulacji sektorowej musi być pojęcie regulacji w szerokim, ogólnym znaczeniu” (Kosiński, 2019, s. 17).

Łódzki teoretyk prawa M.J. Golecki (2019, s. 12) także dostrzega zróżnicowane koncepcje na pojęcie regulacji gospodarczej, które tworzą swoisty „gąszcz teorii regulacji”. Jego zdaniem wszystkie teorie wskazują na zawodność prawa w oddziaływaniu na gospodarkę wolnorynkową i zmierną do odpowiedzi na pytanie: jaki powinien być zakres ingerencji państwa w tę gospodarkę, tak aby możliwe było racjonalne rozłożenie kosztów krańcowych (Golecki, 2008). M.J. Golecki nie tworzy co prawda jednej definicji regulacji gospodarczej, która miałaby znaczenie uniwersalne, ale

<sup>1</sup> Zob. szerzej pkt 2 niniejszego artykułu.

wskazuje na wyzwania, przed jakimi stoi teoria prawa w zakresie rozumienia pojęcia „regulacja gospodarcza”. Jego zdaniem „wyzwaniem dla teorii regulacji staje się, po pierwsze, empiryczne zweryfikowanie tezy dotyczącej tego, jaki typ instytucji odgrywać powinien rolę rezydualnego prawodawcy w różnych, porównywalnych pod względem danych wyodrębnionych parametrów, sektorach podlegających interwencji tegoż prawodawcy (teza opisowa). Po drugie zaś, celem badań powinno stać się określenie warunków, pod jakimi dana instytucja, w tym także prawodawca rezydualny, staje się prawodawcą optymalnym (teza normatywna). Tego typu badania mogą z kolei stanowić punkt wyjścia do dogłębnych reform instytucjonalnych<sup>2</sup>. W tym kontekście można oceniać wzrost prawotwórczej aktywności sądów oraz administracji rządowej, dążąc przy tym do zidentyfikowania związków przyczynowych stanowiących podstawę tego procesu” (Golecki, 2019, s. 21).

Jak zatem rozumieć regulację gospodarczą, która determinuje sektory infrastrukturalne, w tym także sektor ciepła systemowego? Odpowiadając na to pytanie, należy w pierwszej kolejności wskazać, że w polskiej nauce prawa występują zasadniczo trzy różnie rozumiane pojęcia: „regulacja gospodarcza”, „regulacja sektorowa”, „regulacja prokonkurencyjna”. Rozumienie tych pojęć jest natomiast zróżnicowane, co wymaga systematyzacji w tym zakresie. Systematyzacji dokonuje się w oparciu o przyjęcie poglądu o różnym zakresie pojęciowym tych terminów<sup>3</sup>.

Regulację gospodarczą należy rozumieć jako wszelkie działania władcze i niewładcze podejmowane na każdym szczeblu organizacji państwa wobec gospodarki zmierzające do realizacji publicznych celów gospodarczych, przy zastosowaniu zróżnicowanych form działania. Regulacja gospodarcza stanowi nową funkcję umożliwiającą pośrednie zaangażowanie państwa poprzez oddziaływanie na podmioty gospodarcze dla realizacji celów gospodarczych, które nie są możliwe do zrealizowania w warunkach wolnorynkowych przy wykorzystaniu dotychczasowych instrumentów oddziaływania<sup>4</sup>. Regulacja gospodarcza w stosunku do podmiotów charakteryzujących się silną pozycją rynkową prowadzi do dezintegracji ich dotychczasowej formy działania (forma zintegrowana)<sup>5</sup> oraz ograniczenia ich pozycji w obrocie gospodarczym poprzez nałożenie obowiązków regulacyjnych skorelowanych z prawami podmiotów o słabszej pozycji rynkowej. Natomiast dla podmiotów gospodarczych o słabszej pozycji rynkowej regulacja gospodarcza oznacza stworzenie prawnych ram dla podejmowania działalności gospodarczej, poprzez sformułowanie katalogu praw oraz obowiązków regulacyjnych.

Regulacja gospodarcza nie oznacza jednak wspierania wyłącznie konkurencji, ale podejmowanie działań zmierzających do korygowania mechanizmów wolnego rynku oraz pobudzania i rozwoju gospodarki, który w warunkach wolnego rynku nie byłby możliwy, z racji kosztów jakie obciążałby uczestników gry rynkowej. Regulacja gospodarcza może zmierzać do zastąpienia mechanizmów konkurencji, co dotyczy zwłaszcza tych obszarów rzeczywistości gospodarczej, w których mechanizmy konkurencji nie funkcjonują i co do zasady nie istnieją faktyczne warunki do tego, aby przy aktualnym stanie wiedzy i technik sytuacja ta uległa zmianie – co dotyczy rynków działających w warunkach monopolu naturalnego. W pojmowaniu regulacji gospodarczej kluczowe jest zatem powiązanie określonego działania państwa z celem realizowanym w gospodarce.

<sup>2</sup> A zatem relacji pomiędzy Prezesem UOKiK i Prezesem URE.

<sup>3</sup> Tak jak przyjmuje E. Kosiński.

<sup>4</sup> Zwłaszcza wykorzystania instrumentów reglamentacji i policii gospodarczej.

<sup>5</sup> Przyjmuje się zatem, że dezintegracja może być skutkiem regulacji gospodarczej, a nie jej narzędziem jak przyjmuje S.A. Jarecki w swojej rozprawie habilitacyjnej. *Vide*: Jarecki, 2019, *passim*.

Kryterium wyodrębnienia regulacji gospodarczej spośród innych rodzajów interwencji jest celowy charakter działania mający wywołać skutek gospodarczy, społeczny, środowiskowy albo tylko jeden ze wskazanych.

Regulację sektorową wyróżnia zaś sektorowy charakter. W podręcznikach prawa gospodarczego publicznego zauważalne jest powiązanie regulacji sektorowej z określonymi sektorami gospodarki (np.: Banasiński, Gronkiewicz-Waltz, Kaszubski, i in., 1998, s. 38 i n., 161 i n., 225, 239; Kosiński, 2000, s. 113 i n.; Popowska, 2004, s. 23 i n.; Borkowski, Chełmoński, Guziński i in., 2009; Snażyk i Szafrąński, 2018). Można wskazać, że przyjęto powiązanie regulacji sektorowej z sektorami infrastrukturalnymi, w których infrastruktura jest kluczowym elementem prowadzenia danej działalności gospodarczej. Wskazać jednak należy także na inne sektory gospodarcze, w których wykorzystywane są instrumenty regulacji gospodarczej – przykładowo sektor cukrowniczy (Pietrzak i Mucha, 2014, s. 127–141). Regulacja sektorowa jest zatem działaniem państwa podejmowanym w określonym sektorze gospodarki, przy czym kluczowe miejsce zajmują sektory „z urządzeniami kluczowymi”. Można przyjąć, że regulacja sektorowa jest podtypem regulacji gospodarczej.

Podążając za myślą E. Kosińskiego, należy zgodzić się również, że regulacja prokonkurencyjna jest podtypem regulacji sektorowej. Regulację prokonkurencyjną należy ująć jako wszelkie działania państwa (władcze i niewładcze) ukierunkowane na umożliwienie funkcjonowania mechanizmu konkurencji w sektorach infrastrukturalnych. Regulacja prokonkurencyjna jest zatem regulacją gospodarczą ukierunkowaną na wspieranie konkurencji w nietypowych sektorach gospodarki, jakim są sektory infrastrukturalne, przy uwzględnieniu obiektywnych uwarunkowań prowadzenie działalności gospodarczej w tych sektorów (uwarunkowań ekonomicznych oraz uwarunkowań technicznych).

## II. Ciepłownictwo systemowe – jaki to sektor w Polsce?

Do czasu transformacji ustrojowej w sektorze ciepłownictwa systemowego w Polsce funkcjonowały w większości przedsiębiorstwa państwowe, dla których organami założycielskimi były Skarb Państwa bądź władze gminy (Zamasz, 2007, s. 44). W następstwie procesów restrukturyzacyjnych w Polsce powstało kilkaset podmiotów gospodarczych zajmujących się świadczeniem usług związanych z dostawą ciepła. W ten sposób powstały zarówno bardzo małe, jak i bardzo duże przedsiębiorstwa ciepłownicze. I tak np. w 2019 roku w Polsce działało 396 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (URE, 2020, s. 7 i n.). Należy jednak zwrócić uwagę na tendencję spadkową liczby przedsiębiorstw ciepłowniczych. Przykładowo można wskazać, że w roku 2017 było ich 399, podczas gdy w 2014 roku było ich 451, a 2002 w roku aż 894. Cechą ciepłownictwa systemowego jest zatem znaczące zróżnicowanie pod względem własnościowym i organizacyjnoprawnym.

Przekształcenia w powyższym zakresie dokonują się z wykorzystaniem instrumentów prawa handlowego (fuzje i przejęcia), a ich przyczyny nie wynikają z zastosowania instrumentów regulacji gospodarczej sektora, co nie oznacza, że regulacja gospodarcza nie wpływa na te przemiany. Można np. wskazać, że w przypadku zarządzania mieniem samorządów terytorialnych występuje praktyka zbywania infrastruktury ciepłowniczej oraz źródeł wytwórczych na rzecz

podmiotów prywatnych, w tym podmiotów zagranicznych<sup>6</sup>. Pieniądze uzyskiwane ze sprzedaży są następnie przekazywane na realizację zadań jednostek samorządów terytorialnych w innych sferach (np. oświata, edukacja). Z tego też względu należy przyjąć, że wybrane instrumenty regulacji gospodarczej, zwłaszcza zasada TPA, nie działa w sposób wystarczający w sektorze ciepła systemowego.

Na prowadzenie działalności gospodarczej w ciepłownictwie, a dokładnie rentowność prowadzenia tejże, wpływ ma m.in. długość sieci, które związane są w sposób pośredni ze stratami ciepła. Ciepło jest bowiem wyprodukowane i wprowadzone do sieci. Im dłuższa sieć, tym większe są straty wytworzonego ciepła wprowadzonego do sieci<sup>7</sup>. Dlatego też, wobec dużej wrażliwości energii cieplnej na transport (ubytki ciepła), systemy ciepła sieciowego są budowane jedynie w aglomeracjach o wystarczająco dużym stopniu skupienia odbiorców, czyli zagęszczenia zabudowy<sup>8</sup>.

### III. Konkurencja czy monopol w sektorze ciepła systemowego?

Poszczególne rynki energetyczne są zróżnicowane pod względem stanu konkurencji. Nie można przyjąć, że wszystkie rynki energetyczne (energia elektryczna, gaz ziemny, paliwa ciekłe, ciepło systemowe) charakteryzują się tym samym stopniem konkurencji – przeciwnie w przypadku rynku ciepła systemowego można mówić o sektorze, w którym występuje monopol naturalny, a zatem zakres regulacji na tym rynku jest najbardziej daleko idący.

Uwarunkowania sektora ciepła systemowego są podłożem do powstawania monopolu naturalnego. W doktrynie prawa monopol rozumie się jako wprowadzenie ustawowego zakazu wykonywania działalności gospodarczej, zastrzeżonej na rzecz państwa bądź innych przedsiębiorców. Jeżeli natomiast źródłem wyłączności na działalność gospodarczą nie jest przepis prawa, lecz warunki prowadzenia racjonalnej działalności gospodarczej, sprawiającej, że jest wyłącznością jednego podmiotu (przedsiębiorstwa), to mamy do czynienia z monopolem naturalnym (Dudzik, 1998, s. 283 i n.). Regulację gospodarczą monopolu określa się zaś w doktrynie prawa gospodarczego publicznego jako regulację ekonomiczną (*economic regulation*) (Kosiński, 2019, s. 31 i przypisy tam zamieszczone). Należy jednak zwrócić uwagę, że w sektorze ciepła systemowego regulacja ma także charakter społeczny (*social regulation*), albowiem interwencja państwa (*a range of state activities*) zmierza do zrealizowania celów społecznych takich jak bezpieczeństwo, ochrona zdrowia, ochrona środowiska naturalnego, ochrona konsumentów (Ogus, 1994, s. 1 i n.)<sup>9</sup>.

Cele regulacyjne, a w konsekwencji zastosowane obowiązki są uzależnione od charakteru danego sektora. W przypadku sektorów wykazujących cechy monopolu naturalnego, charakteryzujących się znacznymi efektami skali i zakresu działalności, pojawienie się konkurencji jest praktycznie niemożliwe (Krajewska, 2020, s. 221 i n.). W takich warunkach organ regulacyjny powinien dobierać środki bezpośrednio skierowane przeciwko możliwości wykorzystania dominacji rynkowej

<sup>6</sup> Na ten temat zob.: dalej.

<sup>7</sup> Największy system ciepłownictwa systemowego w Polsce znajduje się w Warszawie. Stanowi on jednocześnie jeden z największych i mających najdłuższą historię systemów w Europie. Długość sieci szacuje się na ponad 1700 kilometrów, co pozwala dostarczyć ciepło do ok. 80% mieszkańców stolicy. Jest on formalnie podzielony na trzy oddzielne (tj. niepołączone ze sobą siecią) rejony (Lewandowski, 2013, s. 66). System ciepłowniczy zasilany jest w ciepło z czterech elektrociepłowni, jednak dwie z nich – ciepłownia Wola i Kawęczyn – pracują jako źródła szczytowe (lub awaryjne). Można zatem przyjąć, że system zasilany jest z dwóch podstawowych źródeł elektrociepłowni Żerań i Siekierki.

<sup>8</sup> Dec. Prezesa UOKiK nr RKT – 69/2006 z dnia 28.9.2006 r.

<sup>9</sup> Odmienne koncepcje prezentują londyńscy badacze, których zdaniem regulacja wykracza poza sferę działalności państwa i obejmuje działania podmiotów niepaństwowych (zob. Baldwin i McCrudden, 1987; Black, 2001a, s. 103–147; 2001, s. 1–35; Baldwin i Black, 2008, s. 59–94; Baldwin, Scott i Hood, 1998, s. 1–55; Baldwin, Cave i Lodge, 2012).

w postaci nadmiernych cen, dyskryminacji cenowej i zaniżania jakości. Na rynkach, na których wytworzenie alternatywnej infrastruktury nie jest możliwe, organ regulacyjny powinien stać na straży zasad dopuszczania konkurentów do korzystania z infrastruktury przedsiębiorcy dominującego, czuwając jednocześnie nad tym, by warunki korzystania sprzyjały rozbudowie i unowocześnianiu tej infrastruktury (np. poprzez odpowiednią politykę ustalania cen). Z tego też względu promowanie konkurencji (mechanizmu konkurencji) to element modelu regulacji gospodarczej sektora cechującego się monopolem naturalnym, wykraczający poza neoklasyczną argumentację (Pigou, 1947, s. 94 i n.) i praktykę regulacji przedsiębiorstwa<sup>10</sup>, koncentrującą się na kontrolowaniu cen, zysków, wejścia i wyjścia z rynku. W tradycyjnym podejściu celem regulacji gospodarczej sektora z monopolem naturalnym jest osiągnięcie rezultatu zbliżonego do tych, które mógłby powstać w warunkach rynku konkurencyjnego. Rolą regulatora jest zatem określenie tych warunków.

Sektor ciepłownictwa systemowego postrzegany jest jako monopol naturalny z racji występowania urządzenia kluczowego (Szwedziak-Bork, 2015, s. 58). Urządzeniem kluczowym dla prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze ciepłownictwa systemowego jest sieć ciepłownicza<sup>11</sup>. To sieć właśnie, stanowi najsilniejszą i najtrudniejszą do przekroczenia barierę wejścia na rynek, a tym samym jest źródłem powstawania monopolu naturalnego. Monopol sieciowy może zostać przełamany jedynie poprzez budowę nowej infrastruktury wraz z rozpoczęciem od podstaw całego procesu wytwarzania i przesyłu. Niemożność duplikacji infrastruktury powoduje naturalne trudności w uniezależnieniu się i korzystaniu z usług alternatywnego dostawcy ciepła. O ile można uznać to za wykonalne w przypadku budownictwa jednorodzinnego, gdzie zmiana źródła ciepła jest relatywnie możliwa, o tyle już w przypadku zakładów produkcyjnych, które korzystają z tzw. ciepłownictwa przemysłowego, zmiana źródła poprzez wybudowanie własnej ciepłowni jest inwestycją bardzo kapitałochłonną i nieopłacalną. Duplikacja sieci przez konkurujących operatorów byłaby technologicznie i ekonomicznie niezasadna, a ponadto nieracjonalna z ekologicznego punktu widzenia.

Uwarunkowania sieci ciepłowniczej ograniczają jednocześnie substytucyjność źródła ciepła. Na ten aspekt zwracał uwagę m.in. Prezes UOKiK z dnia 6 marca 2000 roku dotyczącej Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lublinie<sup>12</sup>. Uznano, że nie można uznać substytutuwnego źródła ciepła ze względu na koszty jego pozyskiwania, a w szczególności ze względu na uwarunkowania infrastruktury technicznej. Dlatego też stwierdzono, że dostawca ciepła jest monopoliistą. Monopol na rynku ciepła systemowego widoczny jest w sytuacji wstrzymania dostaw ciepła. Odbiorcy końcowi nie mają bowiem możliwości pozyskania energii cieplnej z innego, alternatywnego źródła. W związku z brakiem dostaw przez przedsiębiorcę ciepłowniczego odbiorcy narażeni są na dodatkowe, nieprzewidywalne koszty – odbiorcy końcowi w sytuacji awaryjnej zmuszeni są do produkcji ciepła we własnych domach, za pośrednictwem kuchenek gazowych i grzejników elektrycznych, co w oczywisty sposób jest niebezpieczne, a także bardzo kosztowne<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> Na rolę samego przedsiębiorstwa na rynku kapitalistycznym szczególną uwagę zwracał angielski noblista R. H. Coase. Jego zdaniem przedsiębiorstwa odgrywają równie ważną rolę na rynku jak same mechanizmy popytu i podaży, na co do czasów jego twórczości nie zwracano uwagi w ekonomii (zob. Coase, 1988, s. 740–743). M.J. Golecki w swojej twórczości z kolei dokonuje interpretacji dzieł przywołanego noblisty w kontekście sektora energetycznego (zob. Golecki, 2011, *passim*; 2019, s. 8 i n.; 2008, *passim*).

<sup>11</sup> Na ten temat: *vide* dalej.

<sup>12</sup> Dec. Prezesa UOKiK z dnia 06.03.2000 r. nr 3/2000.

<sup>13</sup> Dec. Prezesa UOKiK z dnia 10 czerwca 2002 r. nr DL WR 9/2002.



Sektor ciepłowniczy należy uznać za monopol naturalny, także z uwagi na ograniczony charakter połączeń z systemami ciepłowniczymi państw zagranicznych, który uniemożliwia powstawanie konkurencji, ze strony zagranicznych podmiotów<sup>14</sup>. Można także wskazać, że krajowe „czempiony” w sektorze ciepłownictwa są chronione przed wejściem potencjalnych konkurentów, co powoduje, że nie ma bodźców do konkurowania.

Kolejną cechą charakterystyczną, która przemawia za poglądem o występowaniu monopolu naturalnego w sektorze ciepłownictwa systemowego jest traktowanie ciepła jako dobra publicznego<sup>15</sup>. W społeczeństwie ciepło, podobnie jak edukacja, opieka zdrowotna, transport publiczny, usługa pocztowa, traktowane są jako fundamentalne dobra dla prawidłowego funkcjonowania gospodarki społecznie akceptowalnej. Tego typu usługi winny być dostępne dla jak najszerszego grona odbiorców, a docelowo, dla wszystkich obywateli – w przypadku ciepła systemowego wszystkich mieszkańców danego miasta. Z tego też względu cena dostarczenia oraz samo dobro, jakim jest ciepło, winny być społecznie akceptowalne. Mechanizm rynkowy nie pozwala na osiągnięcie takiego efektu (cen akceptowalnych społecznie). Z takiego postrzegania ciepła wynika jednocześnie imperatyw nieograniczonego dostępu, tj. świadczenie usługi użyteczności publicznej. Taki stan na rynku ciepła systemowego warunkuje konieczność silnej regulacji sektorowej, albowiem konkurencja nie jest w stanie takiego stanu zapewnić. Dobro publiczne powinno bowiem determinować rodzaje, zakres i intensywność instrumentów prawnych stosowanych w poszczególnych sektorach gospodarki (tak m.in. Breyer, 1982, s. 15 i n.).

Istotną cechą odróżniającą sektor ciepłowniczy od pozostałych sektorów energetycznych jest brak poddania go regulacjom liberalizacyjnym typowym dla energetyki (Szwedziak-Bork, 2015, s. 57). Na poziomie unijnym brakuje jednolitych oraz kompleksowych przepisów prawnych dotyczących ciepłownictwa. To z kolei powoduje, że do ustawodawstwa państw członkowskich nie zostały obligatoryjnie wprowadzone takie instrumenty, jak zasada dostępu strony trzeciej do sieci (TPA) czy rozdzielenie działalności w ramach jednego przedsiębiorstwa (*unbundling*) (Pawełczyk, 2020, s. 354 i n.). Przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą zatem pozostawać zintegrowane pionowo w sposób, o którym mowa w art. 3 pkt 12a ustawy – Prawo energetyczne<sup>16</sup> (dalej: *pe*). Nie został zatem wprowadzony kluczowy prokonkurencyjny instrument regulacji sektora energetycznego.

O tym, że sektor ciepła systemowego jest rynkiem monopolu naturalnego Prezes UOKiK wielokrotnie wskazywał w swoich decyzjach dotyczących koncentracji na rynku ciepła. Prezes UOKiK określa rynki ciepła systemowego jako rynki lokalne ograniczone zasięgiem sieci ciepłowniczej, wskazując, że wytwórcy i dystrybutorzy działają jako przedsiębiorcy działający w warunkach monopolu naturalnego. Przykładami są decyzje w sprawie koncentracji PGNiG Termika S.A. i Spółki Energetycznej Jastrzębie S.A. z 2016 r.<sup>17</sup> czy w przypadku przejęcia przez ENEA Wytwarzanie S.A. z Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku w 2014 r.<sup>18</sup>, wskazując równocześnie, że z uwagi na istnienie monopolu naturalnych nie zachodzi ryzyko ograniczenia konkurencji.

<sup>14</sup> W tym miejscu należy wskazać na przebieg przetargów na sprzedaż miejskich i powiatowych ciepłowni systemowych w Polsce (zob.: R. Zasuń, Rząd „repolonizuje” kolejną spółkę energetyczną, Portal „Wysokie Napięcie”. Pozyskano z: <https://wysokienapiecie.pl/33950-rzad-repolonizuje-kolejna-spolke-energetyczna/#dalej> (01.12.2020).

<sup>15</sup> O znaczeniu dobra publicznego w sektorze energetycznym zob.: Szafrński, 2014.

<sup>16</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. DzU 2020, poz. 833, ze zm.). Zob.: Kraśniewski, Pikiewicz i Ziarkowski, 2020, s. 19 i n.

<sup>17</sup> DKK – 82/2016.

<sup>18</sup> DKK – 16/2014.

Mając na względzie powyższe, należy uznać, że w sektorze ciepła systemowego nie występuje konkurencja rozumiana jako rywalizacja pomiędzy konkurentami na rynku<sup>19</sup>. O konkurencyjności występującej na lokalnych rynkach ciepła można mówić pomiędzy małymi kotłowniami, obsługującymi ograniczoną liczbę odbiorców lub indywidualnymi źródłami ciepła a systemowymi przedsiębiorstwami ciepłowniczymi. Taki stan nie występuje natomiast w przypadku ciepła systemowego. Z tego też względu odnosząc powyższe uwagi do segmentów działalności gospodarczej w sektorze ciepła systemowego, należy stwierdzić, że:

- w segmencie wytwarzania występuje monopol naturalny (brak alternatywnych źródeł wytwórczych w sektorze ciepła systemowego; możliwe konkurowanie z kotłowniami indywidualnymi (niesystemowymi));
- w segmencie przesyłu i dystrybucji występuje monopol naturalny (brak alternatywnych sieci (*urządzeń kluczowych*<sup>20</sup>));
- w segmencie obrotu, o ile w ogóle można wyróżnić taki segment, co wydaje się wątpliwe, występuje monopol o cechach monopolu naturalnego (co prawda sprzedaż do odbiorcy końcowego może prowadzić dystrybutor i wytwórca, ale brakuje konkurencji między nimi (w rzeczywistości nie ma czym konkurować)).

#### IV. Prezes URE – ile regulacji, ile promowania konkurencji?

Sektor ciepła systemowego nie jest rynkiem, gdzie ceny wynikają z warunków równowagi popytu i podaży. Istotną rolę pod tym względem odgrywa Prezes URE. Występowanie monopolu na rynku ciepła systemowego uniemożliwia stosowanie tradycyjnych antymonopolowych instrumentów ochrony, którymi dysponuje organ antymonopolowy (Prezes UOKiK). Tradycyjne instrumenty antymonopolowe, które odnoszą się do rynkowego mechanizmu konkurencji, nie są bowiem w stanie zapewnić wysokiej jakości usług oraz adekwatnej i społecznie akceptowalnej ceny za ciepło i usługę jej dostarczenia. Z tego też względu jako kluczowa jawi się rola regulatora rynku. Prezes URE kieruje się w działaniach regulacyjnych promowaniem konkurencji, która nie jest wartością samą w sobie, determinującą zjawiska zachodzące na rynku. Regulator jest kompetentny w kształtowaniu rynku w sposób zgodny ze społecznymi oczekiwaniami (akceptowalna cena, ciągłość dostaw, jakość usług) oraz oczekiwaniami samych przedsiębiorstw energetycznych. Regulowanie rynku przez organ regulacyjny pozwala bowiem w dłuższej perspektywie na rozwój sieci ciepłowniczej oraz inwestowanie w nowe źródła wytwórcze. Cechy specyficzne rynku ciepła systemowego sprawiają, że regulator sektorowy, jakim jest Prezes URE, zastępuje mechanizmy rynkowe – mechanizm konkurencji. Kompetencje przyznane Prezesowi URE pozwalają na osiągnięcie zbliżonych celów do stawianych w nowym paradygmacie funkcjonowania sektora energetycznego. Wysoka jakość usług oraz niska cena w przypadku sektora ciepłownictwa systemowego są możliwe do osiągnięcia w ramach regulacji gospodarczej, na straży której stoi Prezes URE, ale nie w warunkach doskonale konkurencyjnego rynku.

<sup>19</sup> Podstawowe rozumienie konkurencji przyjmowane w decyzjach Prezesa UOKiK.

<sup>20</sup> Termin „urządzenie kluczowe” wywodzi się z doktryny amerykańskiej, która została przyjęta przez europejską, w tym polską literaturę. Na ten temat przykładowo zob. Będkowski-Kozioł, 2000.

W orzecznictwie<sup>21</sup> oraz doktrynie<sup>22</sup> zwraca się uwagę na znaczenie wartości danej gałęzi prawa. Z analizy celów prawa energetycznego wynika, że rozwój konkurencji jest jednym z celów mających znaczenie dla funkcjonowania przedsiębiorstw w sektorze energetycznym. Prawo energetyczne jest podstawą określającą instrumenty pozwalające na wprowadzenie równoprawnej i efektywnej konkurencji, a więc mających na celu kreowanie konkurencji, przy jednoczesnym uwzględnieniu odmienności uwarunkowań poszczególnych rynków energetycznych (uwarunkowań ekonomicznych i uwarunkowań technicznych). Celem natomiast ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (dalej: uokik)<sup>23</sup> jest ochrona konkurencji przed zniekształceniami mającymi swoje źródło w zachowaniu przedsiębiorstw działających na danym rynku. Powyższe wywody prowadzą zatem do wniosku, że uokik znajduje zastosowanie w przypadku prowadzenia działalności gospodarczej na tych rynkach, na których konkurencja istnieje. Specyfiką prawa energetycznego, jak i pozostałych regulacji sektorowych, jest społeczna funkcjonalizacja działalności gospodarczej podmiotów będących uczestnikami danego rynku. Z tego też względu organy antymonopolowe nie są właściwe w zakresie liberalizowania sektorów infrastrukturalnych.

Prawo energetyczne wpisuje się ściśle w kontekst zasady społecznej gospodarki rynkowej, zgodnie z którą prymat gospodarki rynkowej uzasadniony jest o tyle, o ile mechanizmy konkurencji służą interesowi publicznemu. Z tego też względu należy przyznać prymat Prezesowi URE w zakresie rozstrzygania w sprawach dotyczących konkurencji na rynkach energetycznych, albowiem posiada on właściwe instrumenty prawne, a także aksjologiczne fundamenty, określone w art. 1 ust. 2 pe.

Prezes URE dysponuje zróżnicowanymi kompetencjami umożliwiającymi realizację zadań, jakie na ten organ zostały nałożone zgodnie z art. 21 ust. 1 pe<sup>24</sup>. Należy jednak wskazać, że nie jest możliwe rozgraniczenie kompetencji w zakresie regulacji rynku energetycznego oraz promowania konkurencji na tym rynku. Te drugie są bowiem ściśle powiązane z instrumentami *stricte* regulacyjnymi i z nich wynikają. Nie jest zatem możliwe rozgraniczenie wskazanych powyżej obszarów oddziaływania Prezesa URE, albowiem w istocie promowanie konkurencji przez ten organ dokonuje się w drodze instrumentów regulacji gospodarczej, o czym świadczą instrumenty w zakresie wprowadzania i przestrzegania TPA, koncesjonowania działalności gospodarczej oraz zatwierdzania i kontrolowania stosowania taryf.

## **1. Wprowadzenie i przestrzeganie zasady dostępu strony trzeciej do sieci (TPA) w sektorze ciepłownictwa systemowego**

Polski ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie zasady dostępu strony trzeciej do sieci (TPA) w sektorze energetycznym, nie dokonując formalnego wyłączenia ciepłownictwa systemowego. Artykuł 4 ust. 2 w zw. z art. 4j pe stanowią formalną podstawę zasady TPA. Należy nadmienić, że instrument ten w sektorze ciepła systemowego nie jest w stanie spełnić przypisanej mu roli. Nie jest on bowiem w stanie zagwarantować konkurencyjności oraz pluralizmu w sektorze ciepła systemowego.

<sup>21</sup> Przykładowo wyr. SN z dnia 19.10.2006 r.

<sup>22</sup> W literaturze przedmiotu zauważalna jest tendencja do podejmowania tematu aksjologii, m.in.: Zimmermann, 2013; Krawczyk, 2015, s. 120 i n.; Kiczka, 2015, s. 235 i n.; Będkowski-Kozioł, 2014, s. 2 i n; Powalowski, 2019, s. 221–231.

<sup>23</sup> Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (t.j. DzU 2020, poz. 1076, 1086).

<sup>24</sup> Podziału kompetencji Prezesa URE dokonała m.in. A. Walaszek-Pyziół (2002, s. 30).

Prezes URE dysponuje szeroką gamą instrumentów regulacyjnych mających zapewnić właściwe stosowanie zasady TPA w rozumieniu art. 4 ust. 2 pe (Pawełczyk, 2020, s. 65 i n.). Należy podkreślić, że powołany przepis odnosi się w równym stopniu do odbiorców, w tym do odbiorców końcowych zainteresowanych przyłączeniem do określonej sieci, jak również przedsiębiorców zainteresowanych dostępem do takiej sieci. Odmowa zawarcia umowy o świadczenie usługi przyłączenia, przesyłania lub dystrybucji rodzi po stronie przedsiębiorcy sieciowego obowiązek niezwłocznego poinformowania Prezesa URE oraz podmiotu zainteresowanego o tym fakcie, wraz z podaniem przyczyn<sup>25</sup>. Za niedopełnienie przedmiotowego obowiązku Prezes URE może nałożyć na obowiązane karę pieniężną. A zatem Prezes URE ma możliwość oceny zasadności przyczyn odmowy dla celów ewentualnego postępowania spornego<sup>26</sup> lub zainicjowania działań zmierzających do rozbudowy infrastruktury sieciowej (Walaszek-Pyziół, 2002, s. 30 i n.).

Dla zapewnienia realizacji omawianych obowiązków ustawodawca przyznał Prezesowi URE kompetencję do rozstrzygania sporów między obowiązаныmi a uprawnionymi. Jeżeli więc obowiązane przedsiębiorstwo odmówi zawarcia wspomnianych umów lub strony nie dojdą do porozumienia w zakresie treści umowy, to uprawniony może złożyć wniosek do organu regulacyjnego o rozstrzygnięcie sporu. Jest to szczególna kompetencja Prezesa URE, ponieważ upoważnia organ do rozstrzygania spraw będących sprawami cywilnymi w ujęciu materialnym. Prezes URE rozstrzyga spór między stronami w formie oświadczenia woli, zastępującego oświadczenia woli stron i kształtującego stosunek umowny między stronami. Chociaż kompetencja Prezesa URE do wydania oświadczenia zastępującego wolę stron nie wynika wprost z ustawy, to jednak jednolita praktyka w tym zakresie potwierdza konieczność funkcjonalnej wykładni art. 8 ust. 1 pe, co stanowi wyjątek od zasady sprawowania wymiaru sprawiedliwości przez sądy powszechne (Ogłódek, 2020, s. 234 i n.).

## 2. Koncesjonowanie działalności gospodarczej w sektorze ciepłownictwa systemowego

Podstawę prawną dla udzielania i cofania koncesji stanowią przepisy art. 32 i n. pe oraz przepisy prawa przedsiębiorców<sup>27</sup> (art. 37–40), przy czym te ostatnie przepisy należy stosować jako przepisy ogólne, które podlegają wyłączeniu w stosowaniu jedynie w przypadkach kolizji z przepisami szczególnymi prawa energetycznego – stosowane są przepisy obu ustaw równocześnie<sup>28</sup>.

Prezes URE ma kompetencje do określenia w decyzji o przyznaniu koncesji szczególnych warunków wykonywania działalności objętej koncesją. Jak trafnie podnosi A. Walaszek-Pyziół, określenie przez Prezesa URE szczególnych warunków wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją polega na nałożeniu na wnioskodawcę nakazów lub zakazów konkretnego działania lub zaniechania z równoczesnym oznaczeniem ich podjęcia lub terminu osiągnięcia określonego rezultatu (Walaszek-Pyziół, 2002, s. 57). Szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją mogą być określone wyłącznie w zakresie, o którym mowa art. 37 ust. 1 pkt 3, 5 i 6 oraz art. 37 ust. 2 pe.

<sup>25</sup> Art. 4g ust. 1 pe.

<sup>26</sup> Art. 8 pe.

<sup>27</sup> Ustawa z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (t.j.: DzU 2019, poz. 1292, ze zm.).

<sup>28</sup> Koncesja w zamyśle ustawodawcy wyrażonym w prawie przedsiębiorców jest najdalej idącą formą reglamentacji związanej z uznaniem administracyjnym i stosowaniem pojęć niedookreślonych jako przesłanki udzielenia, zmiany i cofnięcia koncesji takich jak zagrożenie obronności i bezpieczeństwa państwa. Art. 39 ust. 1 pkt 2 pp.

Koncesja uprawnia do wykonywania działalności gospodarczej przez czas nieokreślony. Jednak na gruncie prawa energetycznego ograniczono czas wykonywania działalności koncesjonowanej. Koncesji w energetyce udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o udzielenie koncesji na czas krótszy<sup>29</sup>. Czas, na jaki jest udzielana koncesja, określa wnioskodawca we wniosku koncesyjnym. W doktrynie podnosi się, że długie okresy ważności koncesji pozwalają przedsiębiorstwom energetycznym na opracowanie wieloletnich planów działania (Będkowski-Koziół, 2020, s. 545 i n.). *Ipsa iure* koncesja wygasa po upływie czasu, na jaki została udzielona. Jednakże Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, mimo wygaśnięcia koncesji, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny<sup>30</sup>. Tym samym organ regulacyjny może zobowiązać przedsiębiorstwo ciepłownicze do dalszego prowadzenia działalności, która nie jest uzasadniona ekonomicznie, tj. nie ma uzasadnienia dla jej prowadzenia na rynku konkurencyjnym. Prezes URE stosuje tu zatem instrumenty prawne z zakresu regulacji gospodarczej, które są zdeterminowane przez interes publiczny. Oznacza to zatem, że Prezes URE promuje konkurencję poprzez instrumenty charakterystyczne dla regulacji gospodarczej sektorów infrastrukturalnych, których zastosowanie jest uzasadnione interesem publicznym.

### 3. Zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf przez Prezesa URE w sektorze ciepłownictwa systemowego

Zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf ciepła stanowi w sektorze energetycznym, a więc zmonopolizowanym, podstawowy instrument służący równoważeniu interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii, a zatem tworzeniu warunków zbliżonych do konkurencji. Taryfowanie wskazywane jest w piśmiennictwie jako jeden z głównych obszarów praktyki regulacyjnej (Hoff, 2008, s. 244 i 248). Związane jest ono zarówno z rynkami hurtowymi, jak i detalicznymi i identyfikowane może być z kontrolą uprzednią i zatwierdzaniem taryf przed wejściem ich w życie<sup>31</sup>, jak również z następczym monitorowaniem ich zastosowania<sup>32</sup>.

Prezes URE zatwierdza taryfy na wniosek przedsiębiorstw energetycznych, które zobowiązane są do ich przedkładania albo z mocy prawa, albo dlatego, że nie zostały zwolnione z tego obowiązku na podstawie art. 49 pe. Zatwierdzenie następuje w formie decyzji administracyjnej (Muszyński, 2020, s. 672–673).

Zgodnie z art. 23 pkt 2 Prezes URE zatwierdza stosowanie taryf, biorąc pod uwagę koszty uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. Weryfikacja kosztów uzasadnionych stanowi podstawowe zadanie Prezesa URE w toku postępowania o zatwierdzenie stosowania taryf i stanowi przedmiot licznych sporów. Zgodnie z wyrokiem SN „w sytuacji gdy taryfa wskutek ingerencji Prezesa Urzędu zostaje ustalona na takim poziomie, że zmiana otoczenia rynkowego niezależna od samego przedsiębiorstwa energetycznego, jak i nie wynikająca z działań regulacyjnych samego Prezesa oznacza, że przedsiębiorstwo energetyczne nie otrzymuje za sprzedawane paliwo gazowe ceny pozwalającej pokryć poziom uzasadnionych kosztów, ma ono słuszny

<sup>29</sup> Art. 36 pe.

<sup>30</sup> Art. 40 ust. 1 pe.

<sup>31</sup> SN wskazuje, że wówczas dochodzi do kontroli wzorca umownego stosowanego przez przedsiębiorcę infrastrukturalnego, wyr. SN z 7.7.2005 r., V CK 855/04, [www.legalis.pl](http://www.legalis.pl).

<sup>32</sup> Na temat taryfowania zob. w szczególności Muras, 2018, s. 345–366.

interes w zmianie decyzji a z interesem tym nie koliduje interes społeczny”<sup>33</sup>. Nie stanowi przy tym przeszkody w żądaniu weryfikacji decyzji okoliczność, że przedsiębiorstwo energetyczne w toku postępowania taryfowego dostosowało się do oczekiwań Prezesa URE. Jak bowiem w tym samym wyroku zauważył SN nie można „interpretować na niekorzyść przedsiębiorstwa energetycznego tego, że dostosowało ono ostateczny wniosek taryfowy do oczekiwań regulatora”. Niedostateczne uwzględnienie we wniosku taryfowym ryzyk związanych ze zmianą otoczenia rynkowego nie może obciążać przedsiębiorstwa energetycznego, zwłaszcza gdy formułując wniosek, dostosowywał się do oczekiwań Prezesa URE. Należy podkreślić, że dokonywanie przez Prezesa URE weryfikacji zawartych we wnioskach propozycji cen i stawek w taryfach następuje zarówno na etapie badania danego wniosku taryfowego, jak również z chwilą wydania decyzji o zatwierdzeniu taryfy lub o odmowie jej zatwierdzenia. Odnośnie zaś do możliwości kwestionowania wydanej decyzji taryfowej jest ono w praktyce bardzo utrudnione zważywszy na skutki takiej decyzji dla bieżącej działalności przedsiębiorstwa, które złożyło wniosek taryfowy.

Przeciwdziałanie negatywnym skutkom naturalnych monopolii najbardziej dobitnie wyraża się w ograniczeniu swobody kształtowania cen przez przedsiębiorcę zobowiązanego do stosowania taryfy, czyli w obowiązku złożenia wniosku taryfowego oraz jej zatwierdzenia przez Prezesa URE przed wprowadzeniem do obrotu gospodarczego. Zgodnie z art. 49 pe Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo sektora ciepła systemowego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w przypadku, gdy stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Przy podejmowaniu takiej decyzji Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysoko wydajnych technologii.

Ustawa – Prawo energetyczne wprowadza zatem swoistą konstrukcję pozwalającą Prezesowi URE na stwierdzenie istnienia konkurencji na rynku, a zatem stwierdzenie uwarunkowania koniecznego dla realizacji zadań przez Prezesa UOKiK. Zawarte w art. 49 ust. 1 pe uprawnienie Prezesa URE do zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi on, iż przedsiębiorstwo energetyczne działa w warunkach konkurencji, jest istotną częścią systemu kształtowania cen paliw i energii. Dlatego też w przypadku stwierdzenia zaistnienia i ugruntowania się mechanizmów wolnego rynku w sektorze energetycznym, Prezes URE wyłącza swoją właściwość w zakresie regulowania danego rynku. Jeżeli zatem zostaje wyłączony (znika) obowiązek zatwierdzenia taryf, pojawia się przestrzeń do działania Prezesa UOKiK. Z aktualnej praktyki decyzyjnej wynika, że w polskim sektorze ciepła systemowego nie występuje przypadek zwolnienia przedsiębiorstwa ciepłowniczego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE<sup>34</sup>. Tym samym potwierdza się wyrażony wcześniej

<sup>33</sup> Wyr. SN z dnia 9 marca 2011 r. III SK 37/10.

<sup>34</sup> Trzeba jednak odnotować dec. Prezesa UOKiK wyrażające zgodę na koncentrację, które co do zasady sprzyjają utrwalaniu się monopolii naturalnych na rynku ciepła systemowego, tj.: dec. nr DKK-82/2016 z dnia 07.06.2016 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-421/505/16/GG; dec. nr DKK-116/2014 z dnia 03.09.2014 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-421/33/14/GG; dec. nr DKK-73/2012 z dnia 31.07.2012 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-422/9/12/GG; dec. nr DKK-8/2012 z dnia 03.02.2012 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-421/57/11/GG; dec. nr DKK-104/2010 z dnia 11.10.2010 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK-1-422/3/10/GG; dec. nr DKK-95/2009 z dnia 18.12.2009 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-421/47/09/ES; dec. nr DKK-7/2009 z dnia 23.02.2009 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK - 421/78/08/GG; dec. nr RLU-15/2008 z dnia 13.05.2008 r. wydana w sprawie o sygnaturze RLU-421-03/08/PM; dec. nr RKT-69/2007 z dnia 21.12.2007 r. wydana w sprawie o sygnaturze RKT-421-17/07/MK; dec. nr RKT-68/2007 z dnia 21.12.2007 r. wydana w sprawie o sygnaturze RKT-421-16/07/MK; dec. nr RBG-36/2005 z dnia 30.12.2005 r. wydana w sprawie o sygnaturze RBG-421-09/05/DK; dec. nr RWR-65/2005 z dnia 11.10.2005 r. wydana w sprawie o sygnaturze RWR-421-4/05/JB; dec. nr RWR-61/2005

pogląd, że sektor ciepła systemowego jest monopolem naturalnym, który podlega oddziaływaniu Prezesa URE. Wydanie zaś decyzji, o której mowa w art. 49 pe jest zaś potwierdzeniem występowania konkurencji na danym rynku energetycznym – aktualnie brakuje takiej decyzji w przypadku sektora ciepła systemowego.

Warto także zwrócić uwagę, że o ile najdalej ingerującym w sytuację prawną przedsiębiorcy ciepłowniczego instrumentem regulacyjnym jest wydawanie decyzji o obowiązku przedstawiania taryfy do zatwierdzenia, o tyle najbardziej wpływającym na działania antymonopolowe instrumentem regulacji jest możliwość wskazywania przez Prezesa URE przedsiębiorcy konkretnych sposobów kalkulacji ceny (Banasik, 2019, passim). Oznacza to bowiem całkowitą niemożność ingerencji Prezesa UOKiK w ten proces. Należy także podkreślić, że nie sposób jest uznać, że przedsiębiorcy mogą zawrzeć porozumienie cenowe ograniczające konkurencję<sup>35</sup> w zakresie cen określonych w taryfach. Godzenie sprzecznych z natury interesów podmiotów regulowanych lub ich grup wymaga publicznej interwencji w metodę ustalania cen i opłat, polegającej na racjonalnym powiązaniu ceny towaru i usługi z kosztami poniesionymi w celu ich wykreowania oraz ochronie słabszych uczestników (odbiorcy ciepła systemowego) rynku przez ewentualnymi nadużyciami<sup>36</sup>. Standardem jest w tym względzie obowiązek opracowywania taryf zgodnie z unormowaniami dotyczącymi kalkulacji kosztów i zatwierdzanie przez Prezesa URE.

Wskazane instrumenty regulacji gospodarczej sektora powodują, że nie pojawia się możliwość działania Prezesa UOKiK w obszarze cen, albowiem system ustalania i zatwierdzania taryf opiera się na regulacji gospodarczej – podlega zatem Prezesowi URE, a nie Prezesowi UOKiK. W sprzeczności z procedurą regulacji cen i stawek opłat jest zatem praktyka polegająca na wzywaniu do skorygowania poziomu cen i stawek opłat, jeśli wezwania te nie wykazują w jakim zakresie przedstawione przez przedsiębiorstwo ceny i stawki są sprzeczne z zasadami wynikającymi z prawa energetycznego.

## V. Prezes UOKiK – czy jest dla niego miejsce w sektorze ciepła systemowego?

Prezes UOKiK jest centralnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów<sup>37</sup>. E. Modzelewska-Wąchal zwraca uwagę, że polskie prawo ochrony konkurencji i konsumentów „ogranicza swą regulację do jednego organu, do którego kompetencji należy ochrona konkurencji lub konsumentów – Prezes UOKiK, pomimo iż obowiązki w tym zakresie – aczkolwiek traktowane jako komplementarne w stosunku do innych obowiązków ustawowych – spoczywają równolegle na innych organach, w szczególności na (...) Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki” (Modzelewska-Wąchal, 2014, s. 819).

z dnia 27.09.2005 r. wydana w sprawie o sygnaturze RWR-421-3/05/JB; dec. nr RLU-23/2005 z dnia 30.08.2005 r. wydana w sprawie o sygnaturze RLU-421-06/05/PM; dec. nr RŁO-15/2005 z dnia 28.04.2005 r. wydana w sprawie o sygnaturze RŁO-421-3/05/AK; dec. nr RKT-65/2004 z dnia 07.12.2004 r. wydana w sprawie o sygnaturze RKT-421-08/04/MK; dec. nr RGD-19/2004 z dnia 07.10.2004 r. wydana w sprawie o sygnaturze RGD-421-2/04/MLM; dec. nr RPZ-4/2004 z dnia 15.03.2004 r. wydana w sprawie o sygnaturze RPZ/411/10/03/ES; dec. nr DKK-94/2019 z dnia 25.04.2019 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK-1.421.11.2019.ES; dec. nr DKK-63/2016 z dnia 13.04.2016 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-421/19/16/ES; dec. nr DKK-174/2015 z dnia 08.10.2015 r. wydana w sprawie o sygnaturze DKK1-421/42/15/JBG; dec. nr RKT-37/2007 z dnia 12.09.2007 r. wydana w sprawie o sygnaturze RKT-421-13/07/MK; dec. nr RGD-33/2006 z dnia 22.12.2006 r. wydana w sprawie o sygnaturze RGD-421-9/06/MLM; dec. nr RKT-14/2006 z dnia 10.03.2006 r. wydana w sprawie o sygnaturze RKT-423-01/06/MK.

<sup>35</sup> W rozumieniu art. 6 uokik.

<sup>36</sup> Prezes URE jest zobowiązany dążyć do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. W celu transparentności swojego działania, w kwietniu 2018 r. Prezes URE określił Zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018–2020. Zob. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018 z dnia 12 kwietnia 2018 roku.

<sup>37</sup> Art. 29 ust. 1 uokik.

W pierwszej części opracowania wskazano, że w sektorze ciepła systemowego występuje monopol naturalny. Co więcej na gruncie praktyki decyzyjnej Prezesa URE dostarczono argumentu potwierdzającego, że w sektorze tym nie ma konkurencji, która, obok ochrony konsumentów, jest podstawowym przedmiotem ochrony Prezesa UOKiK. Jest ona zatem uwarunkowaniem koniecznym dla wykonywania zadań przez Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji na rynku ciepła systemowego. Dlatego konieczne jest zbudowanie modelu sektora opartego na konkurencji, co leży w gestii Prezesa URE – w gestii Prezesa UOKiK leży zaś ochrona konkurencji już istniejącej. Jeżeli na rynku ciepła systemowego nie występuje konkurencja, to nie istnieje przestrzeń do podejmowania działań z zakresu ochrony konkurencji przez Prezesa UOKiK na tym rynku.

Odrębność specyfiki zadań Prezesa UOKiK i zadań Prezesa URE nie oznacza, że nie istnieją w sektorze energetycznym interakcje w następstwie stosowania norm regulacyjnych (pe) i prawa antymonopolowego (uokik<sup>38</sup>). Odrębność ustrojowa organu antymonopolowego i organu regulacyjnego implikuje konieczność wyraźnego określenia kompetencji tak, aby stosowane przez nie instrumenty prawne wzajemnie się uzupełniały, tworząc spójny system prokonkurencyjnych środków oddziaływania na sektor ciepła systemowego. W literaturze przedmiotu podkreśla się, że kwestia ta nie zawsze jest jednak idealnie określona przez ustawodawcę (Banasiński, 2006, s. 95 i n.). Z tego względu możliwy jest spór kompetencyjny, albowiem zadania i cel powołania obu organów niekiedy pokrywają się w sektorze ciepła systemowego.

## VI. Wnioski

W przeprowadzonej analizie wskazano na kompetencje Prezesa URE oraz Prezesa UOKiK w zakresie promowania i ochrony konkurencji na rynku energetycznym oraz dokonano ich rozgraniczenia. Rola Prezesa URE w tym zakresie jest niekwestionowana. O zasadności tego poglądu decyduje w pierwszej kolejności charakter regulacji gospodarczej sektora ciepła systemowego. Prezes URE, wykorzystując przyznane instrumenty regulacyjne, zastępuje mechanizmy rynkowe. W sektorze ciepła systemowego nie jest możliwe zaistnienie efektywnej i w pełni otwartej konkurencji. Jak ustalono, w segmencie wytwarzania występuje monopol naturalny (brak alternatywnych źródeł wytwórczych w sektorze ciepła systemowego; możliwe konkurowanie z kotłowaniami indywidualnymi (niesystemowymi)); w segmencie przesyłu i dystrybucji występuje monopol naturalny (brak alternatywnych sieci (urządzeń kluczowych)); w segmencie obrotu występuje monopol faktyczny (co prawda występują na rynku dwa podmioty, ale brak jest konkurencji między nimi (w rzeczywistości nie ma czym konkurować)). O braku występowania konkurencji na rynku ciepła systemowego świadczy również brak zwolnień przedsiębiorstw ciepłowniczych z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE na podstawie art. 49 pe.

Aksjologiczne uzasadnienie regulacji gospodarczej sektora ciepła systemowego, wskazuje również na wiodącą rolę Prezesa URE w tym sektorze. Nie można jednak przyjąć wyłączności kompetencji Prezesa URE w zakresie promowania i ochrony konkurencji w sektorze ciepłowniczym. Taki model byłby sprzeczny z europejskimi wzorcami regulacji sektora energetycznego. Uwarunkowania ekonomiczne i techniczne sprawiają jednak, że na rynku ciepła systemowego nie występuje konkurencja, co oznacza, że brak jest przestrzeni na dla podejmowania działań

<sup>38</sup> Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (t.j. DzU 2020, poz. 1076 ze zm.).



chroniących konkurencji, w tym zwłaszcza w zakresie cen. Zasady taryfowania cen w sektorze ciepła systemowego przesądza o wyłączności Prezesa URE w tym zakresie.

Uwarunkowania działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz specyfika rynku ciepła systemowego przemawiają za przyznaniem Prezesowi URE kompetencji do wypowiedzania się w sprawie konkurencji w sektorze ciepła systemowego, a w zakresie taryfowania cen wyłącznej kompetencji. Działania Prezesa URE stanowią surogat mechanizmów rynkowych, pozwalający na eliminację naturalnych konsekwencji wynikających z sieciowego charakteru sektora, uwarunkowań technicznych, technologicznych, organizacyjnych i własnościowych. Z tych też względów zastosowanie instrumentów antymonopolowych w sektorze ciepła systemowego nie pozwoli na wprowadzenie i utrwalenie konkurencji w sektorze. Unijny paradygmat statuuje w systemie instytucjonalnym sektorów infrastrukturalnych organy regulacyjne, który mają doprowadzić do odmonopolizowania sektora i wtedy wprowadzenia konkurencji, o ile ekonomicznie i technicznie jest to możliwe. Polski model regulacji gospodarczej sektora ciepłownictwa systemowego poddany został regulacji Prezesa URE, który na obecnym etapie rozwoju tej sfery gospodarki jest surogatem niewystępującej konkurencji.

## Bibliografia

- Baldwin, R. i Black, J. (2008). Really responsive regulation. *Modern Law Review*, 71(1).
- Baldwin, R. i McCrudden, J.C. (1987). *Regulation and Public Law*. London: Weidenfeld and Nicholson.
- Baldwin, R., Cave, M. i Lodge, M. (2012). *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Wyd. 2. Oxford: Oxford University Press.
- Baldwin, R., Scott, C. i Hood, Ch. (1998). Introduction. W: R. Baldwin, C. Scott, Ch. Hood (red.), *A Reader on Regulation* (s. 1–55). Oxford: Oxford University Press.
- Banasik, M. (2019). *Administracyjnoprawne formy działań regulacyjnych niezależnych organów administracji publicznej*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Banasiński, C. (2006). Równoległe stosowanie prawa konkurencji i instrumentów regulacyjnych w Polsce (na przykładzie telekomunikacji i energetyki). W: C. Banasiński (red.), *Prawo konkurencji – stan obecny oraz przewidywane kierunki zmian*. Warszawa: UOKiK.
- Banasiński, C., Gronkiewicz-Waltz, H., Kaszubski, R., Pawłowicz, K., Szafrąński, D., Wierzbowski, M. i Wyrzykowski, M. (1998). *Prawo gospodarcze. Zagadnienia administracyjnoorawne*. Warszawa: Wydawnictwo Prawnicze PWN.
- Będkowski-Kozioł, M. (2000). Wpływ amerykańskiej doktryny „essential facilities” na rozwój europejskiego prawa antymonopolowego. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 12.
- Będkowski-Kozioł, M. (2014). Aksjologia regulacji sektora energetycznego (część I). *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 11.
- Będkowski-Kozioł, M. (2020). Komentarz do art. 32. W: M. Czarnecka, T. Oglódek (red.), *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Black, J. (2001). Critical reflections on regulation. *Australian Journal of Legal Philosophy*, 27, 1–35.
- Black, J. (2001a). Decentring regulation: Understanding the role of regulation and self-regulation in a ‘post-regulatory’ world. *Current Legal Problems*, 54.

- Black, J. (2002). Mapping the Contours of Contemporary Financial Services Regulation. *Journal of Corporate Law Studies*, 2.
- Borkowski, A., Chelmoński, A., Guziński, M., Kiczka, K., Kieres, L., Kocowski, T. i Szydło, M. (2009). *Administracyjne prawo gospodarcze*. Wrocław: Kolonia Limited.
- Breyer, St. (1982). *Regulation and Its Reform*. Cambridge, Massachusetts, Londyn: Harvard University Press.
- Coase, R.H. (red.). (1988). *The Firm, The Market, and The Law*. Chicago–London: Chicago University Press.
- Czarnecka, M. i Oglódek, T. (red.). (2020). *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Dudzik, S. (1998). *Działalność gospodarcza samorządu terytorialnego. Problematyka prawna*. Kraków: Zakamycze.
- Elżanowski, F. (2015). *Prawnoprocesowa sytuacja przedsiębiorstwa energetycznego w sprawach z zakresu regulacji energetyki*. Warszawa: Wolters Kluwer business.
- Elżanowski, F. i Czuba, M. (2011). Prawne i techniczne uwarunkowania rynku ciepła dostarczanego za pośrednictwem sieci i jego odrębność od elektroenergetyki. W: F. Elżanowski, M.M. Sokołowski (red.), *Systemowe uwarunkowania sektorów strategicznych. Wnioski dla energetyki*. Toruń: Wydawnictwo Adam Marszałek.
- Golecki, M.J. (2008). The Coase Theorem and Philosophical Foundations of Law and Economics. *Masaryk University Journal of Law and Technology*, 2.
- Golecki, M.J. (2011). *Między pewnością a efektywnością. Marginalizm instytucjonalny wobec prawotwórczego stosowania prawa*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Golecki, M.J. (2019). W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy. Dylematy regulacji i deregulacji z perspektywy ekonomicznej analizy prawa. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 5(8).
- Hauser, R., Niewiadomski, Z. i Wróbel, A. (red.). (2013). *System Prawa Administracyjnego. Publiczne prawo gospodarcze T. 8b*. Warszawa: Helion.
- Hoff, W. (2008). *Prawny model regulacji sektorowej*. Warszawa: Difin.
- Jarecki, S.A. (2019). *Dezintegracja jako narzędzie regulacji rynku transportu kolejowego*. Warszawa: Instytut Wydawniczy EuroPrawo.
- Kiczka, K. (2015). Wartości w publicznym prawie gospodarczym (zagadnienia wybrane). W: J. Zimmermann (red.), *Wartości w prawie administracyjnym*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Kosikowski, C. (2000). *Polskie publiczne prawo gospodarcze*. Warszawa: Wydawnictwo Prawnicze LexisNexis.
- Kosiński, E. (2019). *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie*. Poznań: Wydawnictwo Uniwersytetu im. A. Mickiewicza.
- Krajewska, A. (2020). Równowaga przedsiębiorstwa. W: R. Milewski, E. Kwiatkowski (red.), *Podstawy ekonomii*. Warszawa: Państwowe Wydawnictwo Naukowe.
- Kraśniewski, M., Pikiewicz, B. i Ziarkowski, M. (2020). Komentarz do art. 3. W: M. Czarnecka, T. Oglódek (red.), *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Krawczyk, M. (2015). Aksjologiczne uwarunkowania władztwa administracyjnego. W: J. Zimmermann (red.), *Wartości w prawie administracyjnym*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Kulińska, E. (2004). Narzucanie uciążliwych warunków umowy przez przedsiębiorcę energetycznego. Glosa do wyroku SN z dnia 12 września 2003 r., sygn. akt I CKN 504/01. *Przegląd Prawa Gospodarczego*, 14.
- Lewandowski, J. (2013). Wpływ nowych źródeł w systemie ciepłowniczym na jego efektywność. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 6(2).
- Milewski, R. i Kwiatkowski, E. (red.), *Podstawy ekonomii*. Warszawa: Państwowe Wydawnictwo Naukowe.

- Modzelewska-Wąchal, E. (2020). Wprowadzenie do Działu V. W: Skoczny, T. (red.). (2014). *Ustawa o ochronie konkurencji i konsumentów. Komentarz*. Wyd. 2. Warszawa: C.H. Beck.
- Muras, Z. (2018). Regulator sektorowy paliw i energii – między reglamentacją a promocją rynku. Rozważania na tle orzecznictwa dotyczącego taryf. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego – sektor gazowy i energetyczny*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.
- Muszyński, I. *Komentarz do art. 49, [w:] Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Komentarz*, red. M. Czarnecka, T. Ogłódek, Duży Komentarz Beck, Warszawa 2020, s. 672–673.
- Ogłódek, T. (2020). *Komentarz do art. 8. W: Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Ogus, A.I. (1994). *Regulation: Legal Form and Economic Theory*. Oxford: Clarendon Press.
- Pawełczyk, M. (2020). *Komentarz do art. 3. W: M. Czarnecka, T. Ogłódek (red.), Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Pietrzak, M. i Mucha, M. (2014). Wpływ regulacji rynku na funkcjonowanie sektora cukrowniczego w Polsce. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego Ekonomika i Organizacja Gospodarki Żywnościowej*, 107.
- Pigou, A.C. (1947). *A Study in Public Finance*. Wyd. 3. Londyn: Macmillan & Co.
- Piontek, E. (red.). (2008). *Nowe tendencje w prawie konkurencji UE*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Popowska, B. (red.). (2004). *Publiczne prawo gospodarcze po akcesji do Unii Europejskiej*. Poznań: Wydawnictwo Poznańskie.
- Powałowski, A. (2019), *Wprowadzenie do aksjologii prawa gospodarczego publicznego*. W: A. Borkowski, W. Małecki, *Państwo a przedsiębiorca. Aktualne wyzwania*. Wrocław: Wydawnictwo Uniwersytetu Wrocławskiego.
- Skoczny, T. (2003). Stan i tendencje rozwojowe prawa administracji regulacyjnej w Polsce. W: H. Bauer, P.M. Huber, Z. Niewiadomski (red.), *Ius Publicum Europeum. Dwunaste Polsko-Niemieckie Kolokwium Prawników-Administratywistów Warszawa, 20–22 września 2001 r. Referaty i głosy w dyskusji*. Warszawa: Wydawnictwo Prawo i Praktyka Gospodarcza.
- Snażyk, Z. i Szafrąński, A. (2018). *Publiczne prawo gospodarcze*. Warszawa: C.H. Beck.
- Strzyczkowski, K. (2011). *Prawo gospodarcze publiczne*. Warszawa: Lexis Nexis.
- Szafrąński, A. (2014). *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji*. Warszawa: 2014.
- Szwedziak-Bork, I. (2015). O rzeczywistej potrzebie stosowania zasady TPA w ciepłownictwie. *internetowy Kwartalik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 3(4).
- Szydło, M. (2005). *Regulacja sektorów infrastrukturalnych jako rodzaj funkcji państwa wobec gospodarki*. Warszawa: Wydawnictwo Prawo i Praktyka Gospodarcza.
- Szydło, M. (2010). *Prawo konkurencji a regulacja sektorowa*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- URE. (2020). *Raport Energetyka ciepła w liczbach – 2019*, wrzesień. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki. Pozyskano z: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).
- Walaszek-Pyziół, A. (2002). *Energia i prawo*. Warszawa: LexisNexis Polska.
- Walaszek-Pyziół, A. (2013). § 41. W: R. Hauser, Z. Niewiadomski, A. Wróbel (red.), *System prawa administracyjnego. Publiczne prawo gospodarcze*. T. 8b. Warszawa: Helion.
- Zamasz, K. (2007). *Rynkowa transformacja sektora usług ciepłowniczych w Polsce*. Warszawa: PWE.
- Zimmermann, J. (2013). *Aksjomaty prawa administracyjnego*. Warszawa: Wolters Kluwer.

## Szanse i kierunki transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Aktualne problemy ciepłownictwa w Polsce
  1. Uwagi wstępne
  2. Niekorzystne ukształtowanie miks paliwowy przy produkcji ciepła
  3. Nieefektywność energetyczna systemów ciepłowniczych
  4. Specyfika branży ciepłowniczej oraz uwarunkowania naturalne w Polsce
- III. Szanse i kierunki dla ciepłownictwa w Polsce
  1. Uwagi wstępne
  2. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji oparty na istniejących instrumentach pomocowych
  3. Korzyści wynikające z zastosowania ciepłownictwa systemowego w dużych skupiskach ludzkich
  4. Spadek cen węgla na rynku światowym
- IV. Podsumowanie

### Streszczenie

Polski sektor ciepłowniczy jest obecnie we wstępnej fazie transformacji w kierunku ciepłownictwa ekologicznego oraz energetycznie efektywnego. Wyzwania, przed którymi stoi polskie ciepłownictwo sieciowe są tym bardziej ambitne, biorąc pod uwagę jego bezprecedensowy rozmiar w skali UE. Przedmiotem niniejszego artykułu jest identyfikacja najważniejszych problemów ciepłownictwa sieciowego w Polsce oraz wskazanie szans i możliwych kierunków rozwoju dla tego sektora.

**Słowa kluczowe:** ciepłownictwo systemowe; efektywność energetyczna systemów ciepłowniczych; elektrociepłownie; wysokosprawna kogeneracja; miks paliwowy przy produkcji ciepła.

**JEL:** K20, K23, K32

## I. Wprowadzenie

Od początku lat 90. problematyka bezpieczeństwa energetycznego zajmuje kluczowe miejsce w debacie publicznej w Polsce. Temat ten jest szczególnie chętnie poruszany w kontekście oceny szans naszego kraju na odejście od wykorzystywania węgla w energetyce w myśl długoterminowej

\* Absolwent prawa na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; aplikant adwokacki w Okręgowej Izbie Adwokackiej w Warszawie; prawnik w zespole prawa własności przemysłowej i postępowań gospodarczych w kancelarii Allen & Overy, A. Pędzich sp. k. Tekst przedstawia osobiste poglądy Autora.

strategii UE do 2050 roku<sup>1</sup>. Poza głównym nurtem debaty znajduje się jednak ciepłownictwo, które jest – a przynajmniej docelowo powinno być – ściśle powiązane z energetyką. Brak szerokiego zainteresowania tym sektorem wśród polskiego społeczeństwa zdaje się przekładać na jego aktualną kondycję. Najogólniej mówiąc, ciepłownictwo w Polsce jest w przeważającej części przestarzałe, a w rezultacie również nieefektywne oraz nierentowne.

Przed przejściem do zasadniczej części niniejszego opracowania należy wyraźnie zaznaczyć, iż temat jego rozważań ogranicza się do ciepłownictwa systemowego, obejmującego systemy ciepłownicze wraz ze źródłami wytwarzania, i świadomie pomija problematykę indywidualnych instalacji grzewczych w gospodarstwach domowych. Zwięzły charakter niniejszego opracowania nie pozwoliłby na jednoczesne zarysowanie problematyki typowej dla ciepłownictwa systemowego, jak i ciepłownictwa indywidualnego w sposób, który, w ocenie autora, byłby zadowalający. Autor ma jednak pełną świadomość, że państwo może z powodzeniem wpływać na kierunki transformacji obydwu spośród ww. gałęzi sektora ciepłowniczego.

Aktualna kondycja polskiego ciepłownictwa instytucjonalnego dobitnie wskazuje na pilną potrzebę poprawy funkcjonowania tego sektora. Ogólne kierunki jego transformacji systemowej zostały zarysowane w licznych dokumentach programowych wydanych zarówno na poziomie krajowym, jak i na szczeblu UE, m.in. w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku<sup>2</sup>, zaktualizowanym projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku z 8 listopada 2019 r.<sup>3</sup>, dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych<sup>4</sup> oraz dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej<sup>5</sup> zmodyfikowanych w ramach tzw. pakietu zimowego (*Clean energy for all Europeans package*)<sup>6</sup>. Kładą one szczególny nacisk na potrzebę ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia efektywności energetycznej ciepłownictwa. Kwestią dyskusyjną pozostaje natomiast to czy znaczna ilość przyjętych regulacji oraz wysoki poziom ingerencji państwa i UE w sektor ciepłowniczy ułatwi przeprowadzenie jego modernizacji. Trudno się nie zgodzić, że cele przyjęte przez UE, chociażby w związku z ratyfikacją w dniu 5 października 2016 r. porozumienia paryskiego zawartego na Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu w 2015 r.<sup>7</sup>, są z perspektywy naszego kraju niezwykle ambitne. Na uwadze trzeba mieć bowiem specyfikę ciepłownictwa instytucjonalnego w Polsce, w tym w szczególności jego niebagatelny rozmiar w skali Europy<sup>8</sup> oraz fakt oparcia polskiego ciepłownictwa na węglu. W konsekwencji

<sup>1</sup> Ciekawym głosem w debacie dotyczącej możliwości osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycznej do 2050 r. było niewątpliwie spotkanie ekspertów z Polski oraz zagranicy, którzy w dniach 23–24 maja 2019 roku dyskutowali na ten temat podczas międzynarodowej konferencji „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym” zorganizowanej na Uniwersytecie Łódzkim, a z której sprawozdanie zostało opublikowane w iKAR 5(8) z 2019 r.; zob. <https://ikar.wz.uw.edu.pl/numery/60/193.pdf>.

<sup>2</sup> Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/5aa4ea3f-adcd-42b8-8a70-085f14c1cb7d> (21.09.2020).

<sup>3</sup> Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/433c2e3f-364d-4845-acc2-2e0239405825> (20.09.2020).

<sup>4</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (OJ L 328, 21.12.2018, p. 82–209). Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=PL> (20.09.2020).

<sup>5</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (OJ L 328, 21.12.2018, p. 210–230). Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2002&from=PL> (21.09.2020).

<sup>6</sup> Zbiór dokumentów „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” zaprezentowany 30 listopada 2016 r. i składający się z pakietu rozporządzeń i dyrektyw będących zestawem rekomendacji Komisji Europejskiej w sprawie zmian w prawie dotyczących polityki energetycznej i klimatycznej UE na lata 2020–2030. Por. [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en) (20.09.2020).

<sup>7</sup> Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32016D1841> (22.09.2020).

<sup>8</sup> Zgodnie z „Raportem o ciepłownictwie” z marca 2020 r. wydanym przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie rynek ciepła systemowego w Polsce należy do największych w UE. Obejmuje on ponad 40% gospodarstw domowych, a mierząc wolumenem rocznej sprzedaży ciepła do odbiorców porównać go można jedynie z rynkiem niemieckim. Pozyskano z: <https://www.igcp.pl/wp-content/uploads/2020/03/Raport-o-ciep%C5%82ownictwie-systemowym-2020.pdf> (21.09.2020).

można pokusić się o stwierdzenie, że dla dokonania transformacji sektora ciepłowniczego zgodnie z obecną polityką programową UE to właśnie Polska będzie musiała wykonać stosunkowo największą pracę na tle innych krajów członkowskich.

Przedmiotem niniejszego artykułu będzie w pierwszej kolejności zidentyfikowanie aktualnych wyzwań stojących przed polskim ciepłownictwem systemowym, a następnie wskazanie potencjalnych szans i możliwych kierunków transformacji tego sektora w świetle ww. problemów.

## II. Aktualne problemy ciepłownictwa w Polsce

### 1. Uwagi wstępne

Wytyczenie kierunków transformacji i wskazanie potencjalnych szans dla ciepłownictwa systemowego zostanie poprzedzone próbą identyfikacji problemów, które, w subiektywnym odczuciu autora, stanowią największą barierę dla jego rozwoju w Polsce. Mając na uwadze jedynie poglądowy charakter niniejszego opracowania, zestawienie problemów zidentyfikowanych poniżej nie może być jednak uważane za wyczerpujące.

### 2. Niekorzystne ukształtowanie miks paliwowego przy produkcji ciepła

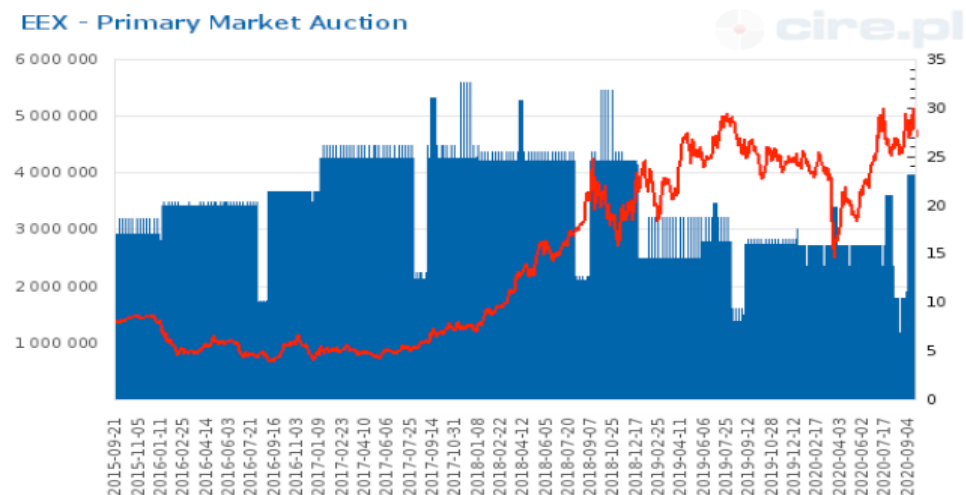
Węgiel stanowił filar polskiej ekonomii od początku ery przemysłowej. U progu trzeciej dekady XXI wieku, węgiel nadal ma ogromny wpływ na polską gospodarkę, włączając w to różne sektory infrastrukturalne. Zgodnie z danymi opublikowanymi przez URE, paliwa węglowe w 2019 r. stanowiły aż 71% paliw zużywanych w źródłach ciepła (spadek od 2017 r. z 74%), z czego przede wszystkim chodzi o węgiel kamienny – 69,88% (URE, 2020, s. 13). To bezprecedensowe w skali UE oparcie miks paliwowego przy produkcji ciepła na węglu, stającym się z wielu względów *passé* już od końca XX wieku, jest niezwykle dotkliwie dla polskiego ciepłownictwa.

W przeszłości wartość pierwotnego nośnika energii mogła być oceniana wyłącznie przez pryzmat jego wartości opałowej oraz ceny. Obecnie coraz mocniej akcentowy jest dodatkowy czynnik, który trzeba wziąć pod uwagę przy wyborze paliwa, tj. jego szkodliwość dla środowiska. Taka ocena odbywa się nie tylko na gruncie etyki, lecz wiąże się z wymiernymi obciążeniami finansowymi dla emitentów CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych<sup>9</sup> w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (*EU Emissions Trading System; EU ETS*). System EU ETS polega na wprowadzeniu limitu łącznych emisji niektórych gazów cieplarnianych produkowanych przez instalacje objęte tym systemem. Zgodnie z założeniami programu, limity są stopniowo obniżane, co sprawia, iż łączne dopuszczalne emisje spadają. W ramach wyznaczonego pułapu firmy otrzymują lub kupują uprawnienia do emisji, którymi mogą handlować zgodnie ze swoimi bieżącymi potrzebami. Ograniczenie całkowitej liczby dostępnych uprawnień do emisji gwarantuje, że mają one pewną wartość finansową<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> System handlu emisjami dotyczy również innych gazów cieplarnianych, tj. podtlenku azotu (N<sub>2</sub>O) oraz perfluorowęglowodorów (PFCs) (por. art. 1 ust. 3 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (t.j. DzU 2020, poz. 136 ze zm.)).

<sup>10</sup> Pozyskano z: [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_pl](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl) (17.09.2020).

**Rysunek 1.** Wahania wartości uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUR/t) oraz wolumen obrotów na giełdzie EEX – Primary Market Auction w okresie od 21 września 2015 r. do 21 września 2020 roku



Źródło: <https://handel-emisjami-co2.cire.pl/st,34,368,me,0,0,0,0,0,eex---primary-market-auction.html> (21.09.2020).

Jak wynika z rysunku 1, koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w dniu 21 września 2015 r. wynosił 8,04 EUR/t. W ciągu trzech lat cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wzrosła ponad trzykrotnie i dnia 21 września 2020 r. wynosiła 27,12 EUR/t, a w przeszłości przekroczyła już kilkakrotnie próg 30 EUR/t. Jest to niewątpliwie znaczne obciążenie, które emitenci gazów cieplarnianych, w tym w dużej mierze ciepłownie i elektrociepłownie, muszą uwzględnić jako jeden z kosztów uzyskania przychodów. Rosnący koszt uprawnień do emisji ma szczególnie dotkliwy wpływ na rentowność polskiego ciepłownictwa.

**Tabela 1.** Zestawienie wartości opałowych (WO) i wskaźników emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2016 do raportowania w Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019 r. właściwych dla spalania przykładowych paliw konwencjonalnych w ciepłowniach

Rodzaj paliwa	WO [MJ/kg]	WE CO <sub>2</sub> [kg/GJ]
Węgiel kamienny	21,74	94,94
Węgiel brunatny	9,02	106,62
Gaz ziemny	48,00	55,54
Ropa naftowa	42,30	73,30

Źródło: opracowanie własne na podstawie: KOBiZE, 2018, s. 5–7.

Dane przedstawione w tabeli 1 dają wyraźną odpowiedź na pytanie dlaczego oparcie produkcji ciepła na węglu jest aż tak niekorzystne dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Spalenie jednego kilograma węgla kamiennego (94,94 kg/GJ) prowadzi do emisji niemalże dwukrotnie większej ilości CO<sub>2</sub> niż spalenie tej samej ilości gazu ziemnego (55,54 kg/GJ). Jednocześnie spalenie jednego kilograma gazu ziemnego (48,00 MJ/kg) daje ponad dwukrotnie wyższą wartość opałową niż spalenie jednego kilograma węgla kamiennego (21,74 MJ/kg). Węgiel brunatny ma jeszcze wyższy wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> niż węgiel kamienny przy wartości opałowej niższej o ponad połowę.

Z uwagi na niewielki udział węgla brunatnego w produkcji energii cieplnej w Polsce pozostanie on na marginesie niniejszego opracowania.

Jeżeli zatem powiązać ze sobą, po pierwsze, relatywnie niską wartość opałową węgla chociażby w stosunku do gazu ziemnego, po drugie, dużą ilość CO<sub>2</sub> powstającego jako produkt uboczny spalania węgla oraz, po trzecie, drastyczny wzrost kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ostatnich latach jako wniosek nasuwa się stwierdzenie, że ciepłownictwo oparte na węglu pozostaje bez perspektyw w UE. Co należy szczególnie dobitnie zaznaczyć, przedsięwzięcia oparte na spalaniu węgla stają się nierentowne nie tylko na skutek działania mechanizmów rynkowych, ale przede wszystkim ze względu na skrajnie nieprzychylnie temu nośnikowi energii regulacje, które wymuszają od państw członkowskich drastyczną redukcję emisji CO<sub>2</sub>. Wśród wspomnianych regulacji można wymienić m.in. ratyfikowane przez UE porozumienie paryskie<sup>11</sup>, które zakłada konieczność jak najszybszego osiągnięcia punktu zwrotnego maksymalnego poziomu emisji w skali świata czy też długoterminową strategię UE do roku 2050<sup>12</sup>, w której sformułowano postulat osiągnięcia neutralności klimatycznej przez kraje członkowskie do 2050 roku. Redukcja emisji gazów cieplarnianych stanowi zatem nie wybór lecz wynikający z prawa UE obowiązek państw członkowskich, w tym Polski, a brak jego realizacji może skutkować wszczęciem przez Komisję Europejską procedury przewidzianej w art. 258 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

### 3. Nieefektywność energetyczna systemów ciepłowniczych

Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawa energetyczne (t.j. DzU 2020, poz. 833 ze zm.) przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- 1) 50% energii z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) 50% ciepło odpadowe<sup>13</sup>, lub
- 3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
- 4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3.

Pozostawiając na marginesie rozważania dotyczące systemów chłodniczych, jak wynika z powyższego wyliczenia, efektywność energetyczna systemu ciepłowniczego w rozumieniu prawa energetycznego jest zasadniczo oceniana wg dwóch kryteriów, tj. przez pryzmat rodzaju wykorzystywanego pierwotnego nośnika energii (pkt 1) bądź też, biorąc pod uwagę sposób wykorzystania ciepła oddawanego do otoczenia powstałego jako efekt uboczny innego procesu, wytwarzania energii elektrycznej (pkt 3) lub każdego innego procesu przemysłowego (pkt 2). Ustawodawca dopuszcza również hybrydową ocenę efektywności systemu ciepłowniczego, biorąc pod uwagę kilka spośród ww. kryteriów łącznie, np. wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (kogeneracja), w którym pierwotnym nośnikiem energii jest odnawialne źródło energii.

<sup>11</sup> Pozyskano z: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (25.09.2020).

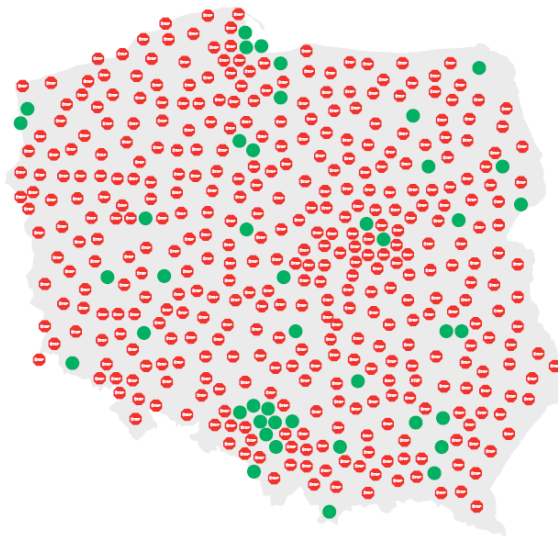
<sup>12</sup> Pozyskano z: [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com\\_2018\\_733\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf) (26.09.2020).

<sup>13</sup> Ciepło opadowe nie zostało zdefiniowane w Prawie energetycznym. Zgodnie z definicją fachową, ciepło odpadowe jest ciepłem, które nie zostało wykorzystane podczas pierwotnego procesu przetwarzania energii i zostało oddane do otoczenia (por. <https://encyklopedia.pwn.pl/haslo/cieplo-odpadowe;3886572.html>) (22.09.2020).



Efektywne energetycznie systemy ciepłownicze mają szereg przywilejów. O ile istnieją ku temu techniczne i ekonomiczne warunki, nowowyprowadzone obiekty o mocy powyżej 50 kW powinny być podłączane do efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej<sup>14</sup>. Ponadto rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych jest aktywnie wspierany przez państwo ze środków publicznych w ramach różnych programów i instrumentów pomocowych, o czym mowa będzie również w rozdziale III niniejszego opracowania.

**Rysunek 2.** Poglądowy rozkład efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych w rozumieniu prawa energetycznego w Polsce



Źródło: IGCP, 2020, s. 7.

Na podstawie wizualizacji sporządzonej przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i powoływanej w licznych publikacjach dotyczących polskiego ciepłownictwa (rys. 2), można sformułować kilka istotnych wniosków. Ilość czerwonych punktów na mapie oznaczających nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze dobitnie świadczy o tym, że warunki uznania systemu ciepłowniczego za efektywne energetycznie wprowadzone do prawa energetycznego ustawą o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 r. (DzU 2016, poz. 831) są mocno wygórowane, biorąc pod uwagę specyfikę polskiego ciepłownictwa. Jak podaje Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, ponad 83% spośród 399 systemów ciepłowniczych objętych koncesjonowaniem<sup>15</sup> nie spełnia wymogu efektywności energetycznej (IGCP, 2020, s. 7). Niezależnie od oceny czy przyjęte kryteria są adekwatne do polskich realiów, unaoczniają one deficyt inwestycji w polskie ciepłownictwo w zakresie wprowadzania nowoczesnych rozwiązań technologicznych. Powyższa grafika uwidacznia również, że efektywne energetycznie systemy ciepłownicze działają przede wszystkim w największych miastach i skupiskach miast w Polsce, m.in. w aglomeracji warszawskiej, aglomeracji trójmiejskiej i konurbacji górnośląskiej.

Na usprawiedliwienie wyżej opisanego stanu można podnieść, że rozmiar polskiego sektora ciepłowniczego w kontekście wolumenu rocznej sprzedaży ciepła<sup>16</sup>, jak również liczby odbiorców

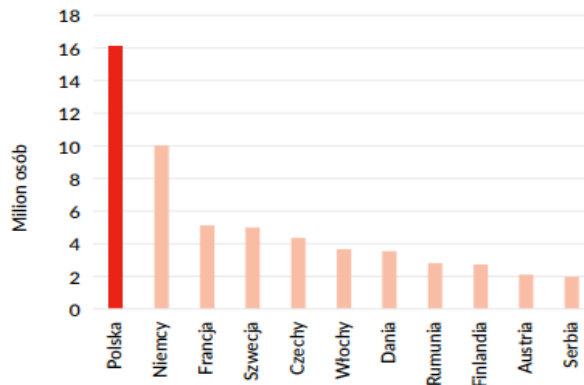
<sup>14</sup> Por. art. 33 ust. 2 pkt 10 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (t.j. DzU 2020, poz. 1333 ze zm.) w zw. z art. 7b prawa energetycznego.

<sup>15</sup> Przedsiębiorstwo wymaga uzyskania koncesji, jeżeli zakres jego działalności ciepłowniczej, wymierzony mocą zainstalowaną w urządzeniach lub dostarczoną do odbiorców, przekracza 5 MW (por. art. 32 ust. 1 pkt 1 ppkt e prawa energetycznego).

<sup>16</sup> Por. przypis nr 9.

ciepła systemowego (rys. 3) jest niemalże bezprecedensowy w skali UE. Implikuje to proporcjonalnie wyższe koszty kompleksowej modernizacji systemu ciepłowniczego w porównaniu z innymi krajami unijnymi. W efekcie nie powinno zatem dziwić, że modernizacja ciepłownictwa w małych ośrodkach miejskich napotyka wiele barier, spośród których kluczową jest brak wystarczających środków finansowych na ten cel.

**Rysunek 3.** Liczba ludności korzystającej z ciepła systemowego w Europie w wybranych krajach europejskich w 2015 roku



Źródło: opracowano na podstawie: Zieleniec, 2019.

Brak efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych w Polsce jest w znacznej mierze następstwem uzależnienia tego sektora od węgla oraz bazowania na przestarzałej technologii jego eksploatacji (brak jednostek kogeneracyjnych<sup>17</sup>). Profil krajowego ciepłownictwa przyczynia się do tego, że jest ono obarczone dużymi stratami energetycznymi oraz generuje dużą ilość CO<sub>2</sub>, a tym samym jest często pozbawione korzyści przewidywanych przez państwo dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Powyższe czynniki mają również niebagatelne znaczenie w kontekście oceny rentowności przedsięwzięć opartych na węglu w Polsce.

#### 4. Specyfika branży ciepłowniczej oraz uwarunkowania naturalne w Polsce

Poważnym problemem sektora ciepłowniczego w Polsce, w tym w szczególności kogeneracji, jest brak równomiernego zapotrzebowania na ciepło przez cały rok. Fakt ten wywiera istotny opór wobec inwestowania w modernizację ciepłownictwa ze względu na brak pewności co do zwrotu inwestycji. O ile bowiem w sezonie grzewczym wykorzystywane są wszystkie zalety produkcji energii elektrycznej i ciepła z jednego strumienia wytworzonej pary wodnej, o tyle potencjał tego rozwiązania przy spadku zapotrzebowania na ciepło w miesiącach letnich znacznie spada. Mniejsza produkcja energii elektrycznej to mniejsze przychody z jej sprzedaży i gorsza sytuacja finansowa utrudniająca prowadzenie niezbędnych modernizacji i realizację nowych, niezbędnych, inwestycji. Ograniczone w ten sposób przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie są niestety wystarczająco rekompensowane przychodami z rynku ciepła. Cena ciepła nie wynika tylko z decyzji biznesowych producenta i konkurencji rynkowej, ale przeciwnie – w dużym stopniu

<sup>17</sup> Produkcja energii cieplnej i energii elektrycznej w jednym procesie w ramach kogeneracji nie zawsze musi być efektywna. Istotne, aby jednostka kogeneracyjna gwarantowała możliwie jak najwyższą sprawność instalacji. Szczegółowe rozważania dotyczące wysokosprawnej kogeneracji zostały zawarte w rozdziale III niniejszego opracowania.

kreowana jest przez decyzje administracyjne, które często ją zaniżają (Dąbrowski, 2016, s. 36). Trudno oprzeć się wrażeniu, że ciepłownictwo jest nierentowne albo bliskie progu nierentowności właśnie ze względu na wszechobecną ingerencję państwa w procesy rynkowe.

W dłuższej perspektywie ważnym czynnikiem ryzyka jest również ogólny spadek zapotrzebowania na ciepło, spowodowany ocieplaniem się klimatu na świecie, w tym także w Polsce. Skrócenie zimy oraz wzrost średniej temperatury w tradycyjnym sezonie grzewczym skutkować mogą w przyszłości ograniczeniem popytu na ciepło. Proces ten oczywiście ma i będzie miał charakter stopniowy, jednak jego efekty mogą stać się widoczne już w perspektywie 15–20 lat<sup>18</sup>.

### III. Szanse i kierunki dla ciepłownictwa w Polsce

#### 1. Uwagi wstępne

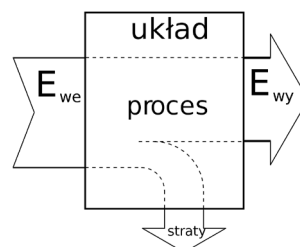
Jak wynika z wcześniejszej części opracowania, polskie ciepłownictwo zmaga się obecnie z wieloma trudnościami, począwszy od niekorzystnego ukształtowania miks paliwowego, a kończąc na braku wystarczającej ilości inwestycji przeznaczanych na jego modernizację. Biorąc pod uwagę szerokie spektrum zidentyfikowanych problemów, można pokusić się o wskazanie wielu możliwych kierunków rozwoju ciepłownictwa korespondujących z tymi problemami. Poniższe zestawienie ma charakter przykładowy i odnosi się jedynie do tych aspektów, które w odczuciu autora, mogą mieć największy wpływ na rozwój tego sektora infrastrukturalnego w Polsce.

#### 2. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji oparty na istniejących instrumentach pomocowych

Kogeneracja została zdefiniowana w art. 3 pkt 33 prawa energetycznego. Istotą kogeneracji jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego. Celem kogeneracji jest zatem zagospodarowanie ciepła, które wytwarzane w warunkach pracy klasycznej elektrowni zostałoby oddane do otoczenia.

Dla lepszego zobrazowania zasady działania kogeneracji można w tym miejscu odwołać się do pojęcia „sprawności energetycznej”. Sprawność to stosunek ilości energii wychodzącej z procesu do ilości energii wchodzącej do procesu. Jest to parametr określający efektywność wykorzystania paliwa<sup>19</sup>.

#### Rysunek 4. Schemat oceny efektywności wykorzystania paliwa (sprawność)



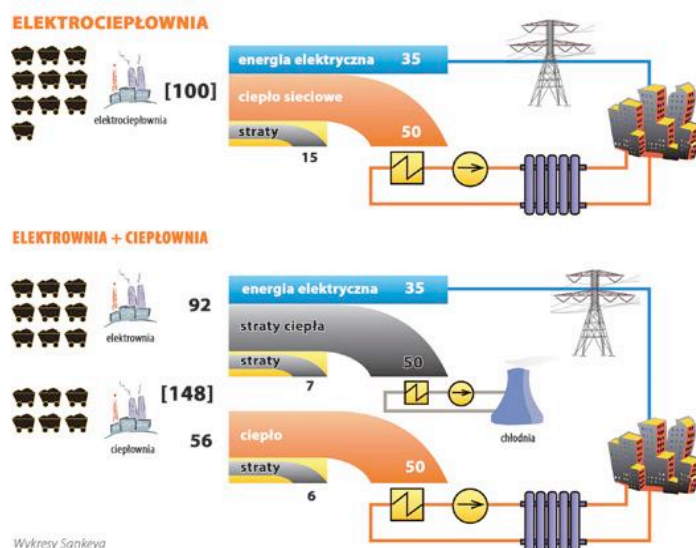
Źródło: <https://pl.wikipedia.org/wiki/Sprawno%C5%9B%C4%87> (22.09.2020).

<sup>18</sup> Por. sekcja dot. czynników ryzyka (s. 16) w Raporcie branżowym z 31 grudnia 2019 r. przygotowany przez BOŚ Bank dot. wytwarzania i zaopatrywania w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych. Pozyskano z: [https://www.bosbank.pl/\\_data/assets/pdf\\_file/0009/20610/BOSBank\\_Ciepłownictwo\\_2019.12.31.pdf](https://www.bosbank.pl/_data/assets/pdf_file/0009/20610/BOSBank_Ciepłownictwo_2019.12.31.pdf) (22.09.2020).

<sup>19</sup> Pozyskano z: <https://pl.wikipedia.org/wiki/Sprawno%C5%9B%C4%87> (22.09.2020).

W elektrowniach silnik cieplny nie jest w stanie przekształcić całego ciepła w energię elektryczną. Większość silników traci ponad połowę mocy cieplnej, co stanowi stratę wylotową. Kogeneracja pozwala na zminimalizowanie straty energetycznej przez jej odpowiednie zagospodarowanie. Elektrociepłownia wychwytuje ciepło odpadowe, które w konwencjonalnej elektrowni zostałyby oddane do otoczenia. Jednostka kogeneracyjna zużywa zatem mniej paliwa do wyprodukowania tej samej ilości energii (elektrycznej i cieplnej) niż elektrownia i ciepłownia działające osobno<sup>20</sup>.

**Rysunek 5.** Porównanie efektywności działania elektrociepłowni (jednostki kogeneracyjnej) oraz układu elektrownia plus ciepłownia działających rozłącznie



Źródło: <http://www.ec.olsztyn.pl/resources/image/text/elektrownia1.JPG> (22.09.2020).

Sprawność netto energetyki węglowej w Polsce to zaledwie ok. 33–34%, chociaż istnieją bloki energetyczne, które osiągają sprawność netto powyżej 40%, np. w Pątnowie, Łagiszy oraz w Bełchatowie (Kasztelewicz i Patyk, 2015, s. 52–53). Średnia sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło w elektrociepłowniach (bez uwzględnienia produkcji ciepła w kotłach ciepłowniczych) w 2018 r. wyniosła natomiast aż 72% (PTEZ, 2019, s. 10). W 2019 r. ceny ciepła ze źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji były zdecydowanie niższe niż ceny ciepła z pozostałych źródeł – o 21,9%. Spowodowane to jest przede wszystkim bardziej efektywnym kosztowo sposobem wytwarzania ciepła (i energii elektrycznej) w kogeneracji, a także wielkością rynków, na potrzeby których wytwarzane jest ciepło w tej technologii (największe rynki w Polsce, w tym m.in. Warszawa, Poznań, Kraków, Wrocław, Łódź, Trójmiasto) (URE, 2020, s. 27). Kogeneracja umożliwia zatem optymalne zagospodarowanie konwencjonalnych nośników energii pierwotnej i stanowi niezwykle ważne ogniwo pośrednie pomiędzy nieefektywnym ciepłownictwem węglowym a ciepłownictwem i energetyką opartymi na odnawialnych źródłach energii.

Potrzeba rozwijania kogeneracji została wyraźnie zaakcentowana w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku. Wskazano w niej na potrzebę zapewnienia ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz

<sup>20</sup> Pozyskano z: <https://pec.com.pl/program-jessica/> (22.09.2020).

przyjaznych środowisku technologii. Stąd jednym z postulatów wskazanych w ww. dokumencie jest dążenie do zastąpienia do 2030 r. ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast źródłami kogeneracyjnymi<sup>21</sup>. Dalej wskazano w nim na potrzebę zwiększenia wykorzystania technologii wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach skojarzonych jako korzystnej alternatywy dla zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów w energię zarówno na szczeblu regionalnym, jak i lokalnym<sup>22</sup>.

Odpowiednio zaprojektowane systemy wsparcia odgrywają niewątpliwie istotną rolę dla rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Państwo podjęło dotychczas pewne konkretne kroki w celu stymulacji rozwoju tej technologii. Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. DzU 2020, poz. 250) od 1 stycznia 2019 r. wprowadziła nowy mechanizm wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w miejsce poprzedniego systemu, opartego na świadectwach pochodzenia, który był ograniczony czasowo i wygasł 31 grudnia 2018 roku. Poprzedni program wsparcia, który zaprojektowano na okres od 2007 do 2012 r., wraz z luką, jaka wystąpiła w latach 2012–2014, a potem wydłużeniem go do końca 2018 r., nie przyniósł oczekiwanego rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Wygaśnięcie wsparcia spowodowało, że niektóre jednostki kogeneracyjne, w szczególności źródła małe oraz wykorzystujące paliwa gazowe, straciły swoją pozycję na rynku energii elektrycznej. Dodatkowo krótki okres trwania programu oraz skoncentrowanie go jedynie na wsparciu operacyjnym nie spowodowało przyrostu nowych mocy i rozwoju systemów ciepłowniczych (Paska i Surma, 2019, s. 93).

Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji przewiduje nowe zasady wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji. Instrumenty pomocowe są dedykowane dla przypadków, w których energia jest lub docelowo ma być wytwarzana w warunkach wysokosprawnej kogeneracji. Mianem wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu art. 3 pkt 38 prawa energetycznego określone jest wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- 1) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Ustawa wyróżnia dedykowane systemy wsparcia, różnicując zasady oraz wysokość wsparcia dla jednostek istniejących, modernizowanych oraz nowych, planowanych do uruchomienia. Podobnie jak dotychczasowe rozwiązania wspierające odnawialne źródła energii, ustawa przyznaje wsparcie w odrębnych grupach, dzieląc jednostki kogeneracyjne ze względu na zainstalowaną moc: do 1 MW, od 1 do 50 MW oraz powyżej 50 MW<sup>23</sup>. Wsparcie jest udzielane w formie aukcji na premię kogeneracyjną lub w systemie premii gwarantowanej.

<sup>21</sup> Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, s. 20. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/5aa4ea3f-adcd-42b8-8a70-085f14c1cb7d> (21.09.2020).

<sup>22</sup> Ibidem, s. 27.

<sup>23</sup> <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rzad-przyjal-projekt-ustawy-o-kogeneracji> (22.09.2020).

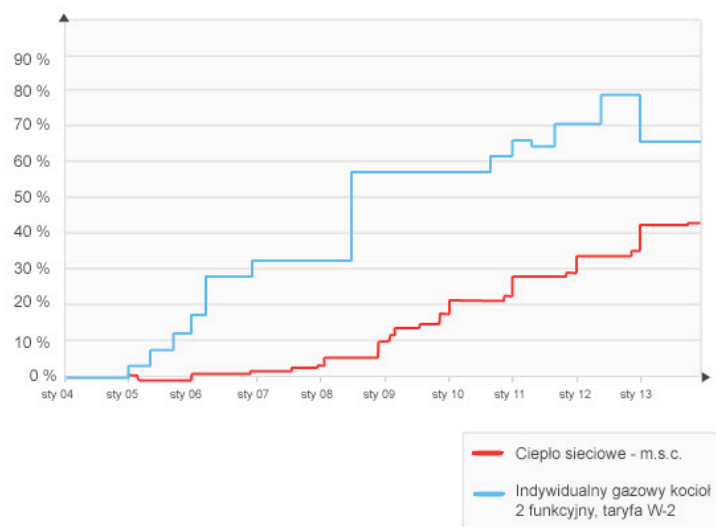
Nie zagłębiając się w szczegółową analizę wyżej opisanych instrumentów pomocowych, należy zgodzić się, że zaproponowany model wsparcia może być ważnym impulsem do rozwoju wysokosprawnej kogeneracji i wytyczać kierunek rozwoju elektrociepłownictwa w najbliższej przyszłości. Biorąc jednak pod uwagę fakt, że URE dopiero rozstrzygnął drugą aukcję na premię kogeneracyjną ze sprzedaży energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w czerwcu br.<sup>24</sup>, zasadne wydaje się być tymczasowe wstrzymanie z oceną stabilności oraz efektywności nowego modelu wsparcia w praktyce.

### 3. Korzyści wynikające z zastosowania ciepłownictwa systemowego w dużych skupiskach ludzkich

Rozwój systemów ciepłowniczych w dużej mierze zależy od wielkości popytu na ciepło oraz na usługę jego przesyłu i dystrybucji. O ile ciepłownictwo systemowe nie ma ekonomicznej racji bytu przy zabudowie rozproszonej ze względu na konieczność dokonania znacznej rozbudowy sieci przesyłowej oraz wysokie straty ciepła przy okazji jego transportu do odbiorców końcowych, sytuacja ta prezentuje się przeciwnie w przypadku dużych skupisk ludzkich.

Jednym z podstawowych czynników kształtujących popyt na ciepło systemowe jest jego cena w porównaniu z cenami jego substytutów. Ciepło z elektrociepłowni i dużych źródeł jest znacznie tańsze od ciepła produkowanego przez jego użytkowników na ich własne potrzeby. Ta zaleta ma niewątpliwie pierwszorzędne znaczenie z perspektywy konsumentów. W przypadku ciepła sieciowego dla sektora mieszkaniowego oraz usług, pod względem kosztów może ono skutecznie konkurować z gazem ziemnym wysokometanowym oraz energią elektryczną (Kamiński i Malik, 2016, s. 315).

**Rysunek 6.** Porównanie dynamiki zmian kosztów podgrzania wody rok do roku następującego dla ciepła sieciowego oraz ciepła pochodzącego z indywidualnego źródła ciepła\*



\* Obliczenia przeprowadzono dla trzyosobowego gospodarstwa domowego zużywającego 48 dm<sup>3</sup>/osobę/dzień ciepłej wody o temperaturze 55°C w Krakowie.  
Źródło: <https://cieplodlakrakowa.pl/pl/c,53,powody-dla-ktorych-warto-przystapic-do-programu.html> (26.09.2020).

<sup>24</sup> <https://www.ure.gov.pl/download/9/11147/InformacjaPrezesaUREnr312020wsprawieogloszeniawynikowaukcjinapremiekogeneracyjna.pdf> (23.09.2020).

Należy również podkreślić, że użytkownik indywidualnego źródła ciepła musi dodatkowo ponieść koszty eksploatacyjne oraz koszty usuwania odpadów powstających przy okazji spalania paliwa. Konsument ciepła sieciowego ponosi tylko jedną opłatę, która jest znacznie niższa niż średnia suma kosztów eksploatacyjnych indywidualnego źródła ciepła.

Rozwój nowoczesnego ciepłownictwa systemowego przynosi nie tylko wymierne oszczędności dla jego użytkowników, lecz także korzyści środowiskowe i społeczne. Korzystanie z ciepła sieciowego pozwala na poprawę warunków życia oraz estetyki otoczenia, eliminuje zagrożenie pożarem i zaccadzeniem przez domowników, a także umożliwia uzyskanie dodatkowych oszczędności ze względu na brak konieczności przechowywania opału. Zaprzestanie korzystania z indywidualnego źródła ciepła na rzecz ciepła sieciowego z punktu widzenia praktycznego pozwala również na zaoszczędzenie czasu związanego z koniecznością samodzielnego uzupełnienia paliwa w jednostce grzewczej, a także na ponowne zagospodarowanie średnio ok. 1 m<sup>2</sup> pomieszczenia, w którym dawniej znajdowało się źródło ciepła, czy chociażby obniżenie stawki ubezpieczeniowej na mieszkanie<sup>25</sup>. Dodatkową korzyścią społeczną wynikającą z zastosowania ciepła sieciowego jest zachowanie czystości środowiska przyrodniczego. Ogrzewanie sieciowe charakteryzuje się bowiem znacznie mniejszą emisyjnością niż ogrzewanie z indywidualnych źródeł ciepła i tym samym ma dużo niższe koszty środowiskowe<sup>26</sup>.

Rynek ciepła systemowego w Polsce odpowiada za obsługę ok. 40% gospodarstw domowych w skali całego kraju (Plutecki, Duczkowska, Sattler i Ryszczyk, 2019, s. 16). Biorąc pod uwagę wyżej opisane korzyści, jakie niesie za sobą korzystanie z ciepła sieciowego, rozwój nowoczesnego ciepłownictwa opartego na wysokosprawnej kogeneracji powinien być pożądanym kierunkiem rozwoju sektora ciepłowniczego zarówno w największych metropoliach kraju, jak i w mniejszych ośrodkach miejskich w Polsce.

#### 4. Spadek cen węgla na rynku światowym

Niezależnie od celów UE wytyczonych w zakresie polityki klimatycznej, polskie ciepłownictwo jeszcze przez długi czas będzie uzależnione od węgla. Postulaty UE w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub> są niezwykle ambitne, a ich pełne zaimplementowanie w polskich warunkach będzie miało charakter wręcz rewolucyjny. Tym samym nie powinno wzbudzić kontrowersji stwierdzenie, że polskie ciepłownictwo co najmniej w ciągu kilkunastu nadchodzących lat (a najprawdopodobniej jeszcze dłużej) pozostanie w znacznym stopniu uzależnione od węgla jako podstawowego nośnika energii pierwotnej.

Jednym z pozytywnych trendów ekonomicznych z punktu widzenia rentowności sektorów zasilanych węglem jest znaczny spadek cen tego surowca na światowych rynkach w ostatnich latach. Należy założyć, że niebagatelny wpływ na tę tendencję ma między innymi sceptyczne podejście do potencjału tego paliwa w krajach UE oraz wielu innych najbardziej rozwiniętych krajach świata. W rezultacie, węgiel staje się mniej porządny, a tym samym, wraz ze spadkiem popytu na to paliwo, spadają jego ceny.

<sup>25</sup> <http://misja-emisja.pl/knowledgebase/domowa-kotlownia-kontra-miejska-siec/> (26.09.2020).

<sup>26</sup> Ibidem.

**Rysunek 7.** Wykres cen węgla wg indeksu kontraktów terminowych Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia od 20 września 2017 r. do 18 września 2020 roku



Źródło: [https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny\\_węgla/?zakres=4](https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny_węgla/?zakres=4) (18.09.2020).

Dla lepszego zobrazowania trendu cenowego na światowych rynkach węgla można wskazać, że wg indeksu kontraktów terminowych Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia 20 września 2017 r. węgiel kosztował 92,01 USD za tonę, podczas gdy 17 września 2020 roku zaledwie 55,16 USD za tonę. Postępujący spadek cen tego surowca mógłby teoretycznie zrównoważyć wciąż rosnący koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> do momentu, w którym polski sektor ciepłowniczy zacznie bazować na bardziej przyjaznych ekologicznie źródłach energii pierwotnej. Barierą uniemożliwiającą wykorzystanie światowego trendu może być jednak narzucana politycznie konieczność używania przez spółki z sektora ciepłowniczego polskiego węgla, który jest dużo droższy od jego zagranicznych odpowiedników. Cena tony węgla wg indeksu PSCMI 2/T w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych w lipcu 2020 r. wynosiła aż 312,06 PLN za tonę, czyli ok. 82 USD<sup>27</sup>.

Nie powinien budzić wątpliwości fakt, że ciepłownictwo oparte na węglu nie jest nierentowne *per se* i może przynosić zyski<sup>28</sup>. Równocześnie trzeba mieć świadomość, że odejście od węgla stanowi nie wybór, lecz konieczność dla Polski wobec proekologicznych zobowiązań przyjętych na szczeblu unijnym, o których mowa we wcześniejszej części opracowania. Dopóki jednak nie jesteśmy w stanie wygospodarować wystarczających środków na kompleksową modernizację sektora ciepłowniczego w kierunku rozwoju jednostek kogeneracyjnych oraz zmianę miksu paliwowego na bardziej przyjazny środowisku, logiczne wydaje się doraźne wykorzystanie obecnego trendu cenowego na światowych rynkach węgla. Dopóki bowiem nie znajdą się pieniądze na niezbędne inwestycje powinniśmy starać się za wszelką cenę minimalizować koszty surowca i generować zysk, który, w perspektywie kilkunastu lat, mógłby zostać zainwestowany w modernizację sektora. Należy przy tym zadać retoryczne pytanie o zasadność lobbowania za wspieraniem polskiego górnictwa, które jest w dużej mierze nierentowne, kosztem chociażby ciepłownictwa zmuszanego do skupowania polskiego węgla po nierynkowych cenach.

<sup>27</sup> <https://www.polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-2-kolejna-publicacja-w-dniu-1-pazdziernika-o-godzinie-1200> (23.09.2020).

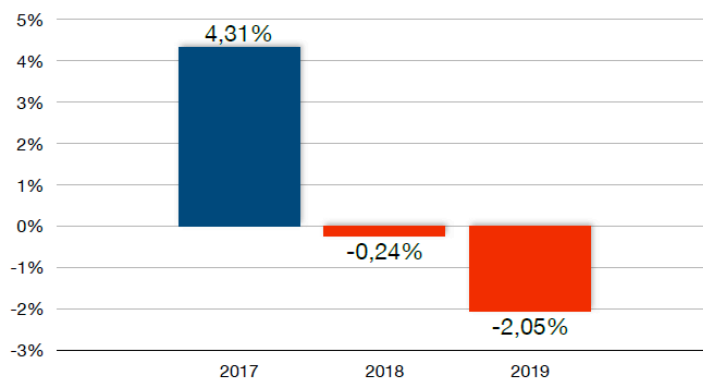
<sup>28</sup> Praktyka pokazuje, że system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> oraz niedostosowanie taryf opłat za ciepło do szybkiego wzrostu cen tych uprawnień jest często główną przyczyną, która prowadzi do nierentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych opartych na węglu, a samo ciepłownictwo węglowe nie musi być z definicji nierentowne – zob. artykuł „Ceny CO<sub>2</sub> duszą ciepłownie węglowe” <https://wysokienapiecie.pl/25218-co2-dusi-weglowe-cieplownie/> (17.09.2020).



## IV. Podsumowanie

Pokaźna ilość przyjętych regulacji sektorowych, konieczność nabywania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, w tym przede wszystkim CO<sub>2</sub>, oraz skupowanie polskiego węgla po cenach odbiegających od rynkowych są przykładami interwencjonizmu, który, chociaż oparty na ideowo słusznych założeniach, w znacznym stopniu pozbawia polskie ciepłownictwo konkurencyjności. W efekcie można odnieść wrażenie, że sektor ciepłowniczy działa w oderwaniu od realiów ekonomicznych, co w ostatnich latach ma istotny wpływ na znaczny spadek jego rentowności.

**Rysunek 8.** Rentowność działalności ciepłowniczej



Źródło: IGCP, 2020.

Wzrost kosztów funkcjonowania sektora i spadek jego dochodowości powoduje, że zostaje on pozbawiony niezbędnego kapitału, który mógłby zostać zainwestowany w jego modernizację. Wydaje się, że sektor ciepłowniczy nie ma obecnie innej szansy niż bardziej efektywne wykorzystywanie konwencjonalnych nośników energii bowiem perspektywa, w której Polska całkowicie uzależni się od węgla na rzecz odnawialnych źródeł energii, jest jeszcze bardzo odległa. Pozytywną informacją w kontekście rentowności kogeneracji w Polsce jest to, że w 2018 r. elektrociepłownie uzyskały ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przychód w wysokości 12,5 mld zł. W tym samym czasie koszty uzyskania przychodu stanowiły 10,9 mld zł. Wynik finansowy ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (EBIT) wyniósł 1,6 mld zł, a elektrociepłownie uzyskały średnią rentowność brutto sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w wysokości 8,76% (PTEZ, 2019, s. 10). Powołane dane dobitnie potwierdzają, że ciepłownictwo sieciowe w Polsce może być rentowne.

W ocenie autora, słusznym kierunkiem rozwoju ciepłownictwa jest preferowanie rozwiązań ekologicznych, ale przy równoczesnym uwzględnianiu czynników mających wpływ na rentowność całego sektora. Autor ma oczywiście świadomość, że regulacje na szczeblu unijnym wymagają bezwzględnego ograniczenia wpływu polskiej gospodarki, w tym ciepłownictwa, na środowisko. Niemniej jednak trzeba mieć również na uwadze, że głównym oczekiwaniem większości konsumentów jest maksymalne obniżenie kosztów ciepła sieciowego, a reszta celów ma charakter pochodny. Stąd wydaje się, że bardziej wolnorynkowe podejście do ciepłownictwa, oczywiście przy uszanowaniu wszelkich proekologicznych zobowiązań ciążących na Polsce jako kraju członkowskim UE, mogłoby przynieść znaczną poprawę funkcjonowania sektora – zarówno w sferze dochodowej, jak również środowiskowej przez zastosowanie bardziej opłacalnych technologii, w tym w szczególności jednostek kogeneracyjnych.

## Bibliografia

- Dąbrowski, W. (2016). *Rynek Mocy. Szansa czy zagrożenie dla kogeneracji?* Centrum Informacji o Rynku Energii. Cire.pl. Pozyskano z: <https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F2016%252Fdbrowski.pdf> (03.08.2020).
- IGCP. (2020). *Raport o ciepłownictwie. Ciepłownictwo bez środków na transformację głównym powodem stan prawa i praktyka regulacyjna*. Warszawa: Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie Pozyskano z: <https://www.igcp.pl/wp-content/uploads/2020/03/Raport-o-ciep%C5%82ownictwie-systemowym-2020.pdf> (21.09.2020)
- Kamiński, J. i Malik, A. (2016). Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, 92, 307–324. Pozyskano z: [https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-add9c9e7-6124-4492-874c-3f91bdc9a93b/c/ZN\\_92\\_kaminski-malik.pdf](https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-add9c9e7-6124-4492-874c-3f91bdc9a93b/c/ZN_92_kaminski-malik.pdf) (18.09.2020)
- Kasztelewicz, Z. i Patyk, M. (2015). Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 18(4), 45–60. Pozyskano z: [http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-64f6d141-fc57-4fd8-9bcb-f185477cde44/c/kasztelewicz\\_patyk\\_nowoczesne\\_18\\_4\\_15.pdf](http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-64f6d141-fc57-4fd8-9bcb-f185477cde44/c/kasztelewicz_patyk_nowoczesne_18_4_15.pdf) (25.09.2020).
- KOBiZE. (2018). *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2016 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019*. Warszawa: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Pozyskano [https://www.kobize.pl/uploads/materialy/WO\\_i\\_WE\\_do\\_monitorowania-ETS-2019.pdf](https://www.kobize.pl/uploads/materialy/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2019.pdf) (19.09.2020).
- Paska, J. i Surma, T. (2019). Nowy system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. *Przegląd Elektrotechniczny*, 95(10). <https://doi.org/10.15199/48.2019.10.19>. Pozyskano z: <http://pe.org.pl/articles/2019/10/19.pdf>.
- Plutecki, Z., Duczkowska, A., Sattler, P. i Ryszczuk, K. (2019). Zmiany w konfiguracjach źródeł wytwarzania ciepła szansą dla rozwoju sektora ciepłowniczego. *Rynek Energii*, 6(145). Pozyskano z: [https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F2020%252Fplutecki\\_duczkowska\\_sattler\\_ryszczuk.pdf](https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F2020%252Fplutecki_duczkowska_sattler_ryszczuk.pdf).
- PTEZ. (2019). *Raport o kogeneracji w ciepłownictwie 2019*. Warszawa: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/1b0d1dfe-9ad4-4e78-a895-21f8413b85d0>.
- Rączka, J. i Rubczyński, A. (2017). *Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce*. Warszawa: Forum Energii. Pozyskano z: [https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Ostatni%20dzwonek%20%20dla%20ciep%C5%82ownictwa%20w%20Polsce\\_internet\(2\).pdf](https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Ostatni%20dzwonek%20%20dla%20ciep%C5%82ownictwa%20w%20Polsce_internet(2).pdf) (03.08.2020).
- URE. (2020). *Energetyka cieplna w liczbach – 2019*. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki. Pozyskano z: <http://www.ure.gov.pl/download/9/11341/Energetykacieplnawliczbach2019.pdf> (18.09.2020).
- Zieleniec, A. (2019). *Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019*. Forum Energii. Pozyskano z: [https://www.cire.pl/pliki/1/2019/fe\\_cieplownictwo\\_w\\_polsce\\_2019.pdf](https://www.cire.pl/pliki/1/2019/fe_cieplownictwo_w_polsce_2019.pdf) (22.09.2020).

## Uproszczona metoda zatwierdzania taryf dla kogeneracji – uprawnienie czy obowiązek?

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Metoda „kosztowa” a metoda uproszczona – rozwiązania ustawowe
- III. Metoda uproszczona a metoda „kosztowa” – rozwiązania zawarte w rozporządzeniu
- IV. Metoda uproszczona a metoda „kosztowa” – *de lege lata*
- V. Metoda uproszczona a możliwość zmiany taryfy w trakcie jej obowiązywania
- VI. Wnioski *de lege ferenda*

### Streszczenie

Niniejsze opracowanie ma na celu przedstawienie pojawiających się w praktyce stosowania prawa wątpliwości związanych z zakresem stosowania tzw. uproszczonej metody zatwierdzania taryf dla ciepła dla jednostek kogeneracyjnych. Przedmiotem rozważań objęto zarówno regulacje ustawy – Prawo energetyczne, jak i rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Autor, po przeprowadzeniu szerokiej kwerendy literatury przedmiotu i orzecznictwa, podjął próbę wypracowania najbardziej jednoznacznego podejścia do zarysowanego przedmiotu badania. Udzielenie bowiem jednoznacznej odpowiedzi na postawione w tytule pytanie, w związku z niejednoznacznością regulacji prawnych, stanowi istotny problem praktyczny dla funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Wskazany problem wywołuje bowiem daleko idące implikacje gospodarcze w zakresie wykonywania działalności gospodarczej na rynku ciepła. Przedmiotem rozważań objęto także kwestie możliwości zmiany taryfy zatwierdzonej metodą uproszczoną w okresie jej obowiązywania.

**Słowa kluczowe:** taryfa; kogeneracja; uproszczona metoda zatwierdzania taryf; zmian taryfy.

**JEL:** K

### I. Wprowadzenie

Zatwierdzanie taryf stanowi jedno z podstawowych narzędzi oddziaływania regulacyjnego na podmioty funkcjonujące na rynkach paliw i energii w Polsce. Jest to jednocześnie jedno z podstawowych narzędzi reglamentacyjnych na tych rynkach. Określone bowiem w przepisach prawa obowiązki administracyjnoprawne, wiążące się z obowiązkami regulacyjnymi, pozwalają

\* Doktor nauk prawnych; radca prawny; Dyrektor Departamentu Prawnego i Rozstrzygania Sporów Urzędu Regulacji Energetyki; kontakt e-mail: [zdzislaw.muras@ure.gov.pl](mailto:zdzislaw.muras@ure.gov.pl); ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7958-4886>.

na narzucenie przedsiębiorcy zachowań, których nie musiałby znosić w warunkach swobody działalności gospodarczej. Jest to zatem obszar wyłączający prawa wolnościowe, nazywane nie-raz uprawnieniami o charakterze negatywnym, tj. zakazującym ingerencji w ten obszar organom państwa (zob. Szafranski 2008, s. 33–35). Nie ulega bowiem wątpliwości, że najsilniej w ograniczenie swobody działalności gospodarczej ingeruje kontrola cen sprzedawanych produktów i świadczonych usług (zob. szerzej: Muras, 2018, s. 345–366). Jednocześnie możliwość zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia pozwala na płynne wycofywanie się państwa z kontroli cen, jednak pod nadzorem organu regulacyjnego. Natomiast możliwość przywrócenia taryfowania gwarantuje kontrolę zachodzących mechanizmów na rynku regulowanym.

Przyjęte w ustawie – Prawo energetyczne (dalej: pe) rozwiązania dają organowi regulacyjnemu prawo do aktywnego uczestnictwa w procesie zatwierdzania taryf. Po pierwsze organ regulacyjny może, a nawet powinien wezwać przedsiębiorstwo energetyczne do przedstawienia taryfy do zatwierdzenia, jeśli nie robi tego z własnej inicjatywy<sup>1</sup>, a po wtóre, jak podkreśla się w orzecznictwie „Prezes Urzędu w razie stwierdzenia w toku postępowania, że przedstawiona do zatwierdzenia taryfa nie w pełni odpowiada wymaganiom art. 44–46 może w granicach określonych przez przepis art. 23 ust. 2 pkt 2 Prawa energetycznego żądać od przedsiębiorstwa energetycznego dostosowania przedstawionej taryfy do tych wymagań. Gdy przedsiębiorstwo odmówi w toku postępowania zmiany przedstawionej taryfy celem dostosowania jej do wymagań określonych w art. 44–46 Prawa energetycznego, Prezes Urzędu zgodnie z dyspozycją art. 47 ust. 2 odmawia zatwierdzenia taryfy<sup>2</sup>”.

Taryfy stanowią zatem przedmiot ekonomicznej regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych, zwłaszcza tych, które prowadzą działalność gospodarczą w warunkach monopolu naturalnego (zasadniczo całość działalności ciepłowniczej), zmierzającej do ustalenia wyceny towarów i usług na poziomie odzwierciedlającym ich rzeczywistą wartość, przy uwzględnieniu zasady równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Zatwierdzanie taryf w pe, co do zasady, oparte zostało na zasadzie oceny przez organ regulacyjny tzw. kosztów uzasadnionych funkcjonowania przedsiębiorstwa, zatem kosztów niezbędnych do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców (zob. szerzej: Baroń, Czarnecka i Ogłódek, 2010, s. 43 i n.). Jednocześnie, jak każda zasada, także i ta określona w pe zawiera wyjątki. Jeden z takich wyjątków dotyczy zasad zatwierdzania taryf dla jednostek kogeneracji, w odniesieniu do których, w wyniku nowelizacji pe z 2010 r.<sup>3</sup>, wprowadzono tzw. metodę uproszczoną ich ustalania. Wprowadzenie tego rozwiązania miało na celu po pierwsze usunięcie dostrzeżonych wad metody kosztowej w odniesieniu do tych wytwórców, a po wtóre miało zagwarantować przychody pozwalające na rozwój źródeł kogeneracyjnych (zob. szerzej

<sup>1</sup> Zob. wyr. SN z 13 stycznia 2016r., III SK 6/15, ZNSA2016/113.

<sup>2</sup> Zob. wyr. SN z 8.01.2010 r. III SK 31/09, www.ure.gov.pl

<sup>3</sup> Zob. ustawę z dn. 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (DzU Nr 21, poz. 104), która weszła w życie – co do zasady – od 11 marca 2010 roku.

Bogusławski, 2010). Co istotne sposób kalkulacji tych taryf został określony w ustawie i „sprecyzowany” w rozporządzeniu<sup>4</sup>. Od razu warto zauważyć, że podejście ustawodawcy i prawodawcy zostało nieco odmiennie określone.

Ze względu na zasygnalizowane rozbieżności wywołujące jednak daleko idące wątpliwości w praktyce, przedmiot niniejszego opracowania stanowi próba znalezienia odpowiedzi na pytanie, czy przyjęta metoda uproszczona zatwierdzania taryf dla jednostek kogeneracyjnych to jedynie możliwość dana przedsiębiorstwom energetycznym do jej stosowania, a zatem ich uprawnienie, czy jednak obowiązek nałożony na tego rodzaju podmioty. Przyjętą metodą badawczą stanowi językowo-logiczna analiza tekstów prawnych, będąca główną metodą dogmatyki prawa.

## II. Metoda „kosztowa” a metoda uproszczona – rozwiązania ustawowe

Zgodnie z art. 47 ust. 1 pe przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy m.in. dla ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania. Na podstawie art. 47 ust. 2 Prezes URE ma możliwość zatwierdzenia taryf bądź odmowy ich zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44–46.

Stosownie do treści art. 45 ust. 1 taryfy dla ciepła należy kalkulować w sposób zapewniający m.in.:

- pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie m.in. wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Z kolei, art. 47 ust. 2f pe zawiera regulacje, określające zobowiązanie przedsiębiorstw energetycznych do przyjmowania – przy kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji – planowanych przychodów obliczanych przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c pe.

*De lege lata* planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, „oblicza się” przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE i średnich cen sprzedaży ciepła. Użycie sformułowania „oblicza się” nie pozostawia zatem luzu interpretacyjnego, jednoznacznie określając metodę ustalania taryf przez jednostki kogeneracji. Dodany w 2010 r. ust. 2f art. 47 pe w odniesieniu do jednostek kogeneracji rozszerzył i uzupełnił także zakres uprawnienia Prezesa URE do weryfikacji taryf, określony w art. 47 ust. 2 pe. Nadal bowiem organ regulacyjny jest uprawniony do zatwierdzenia lub odmowy zatwierdzenia taryfy dla jednostek kogeneracji, jednak zakres weryfikacji przygotowanej i przedłożonej do zatwierdzenia taryfy wyznacza w tym przypadku art. 47 ust. 2f pe. Prezes URE został także uprawniony na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. f pe do ustalania tego wskaźnika referencyjnego. Sama metodologia jego określenia została sprecyzowana stosownie do postanowień art. 46 ust. 5 i 6 pe w przepisach rozporządzenia taryfowego.

<sup>4</sup> Zob. rozporządzenie ministra klimatu w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło z 7 kwietnia 2020 r. (DzU 2020, poz. 718).

Drugi z niezbędnych elementów pozwalających na przygotowanie taryfy przez przedsiębiorstwo energetyczne i jej zatwierdzenie to ustalenie średnich cen sprzedaży ciepła. Zgodnie zatem z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c pe, do obowiązków Prezesa URE należy zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie do 31 marca każdego roku, średnich cen sprzedaży ciepła z poprzedniego roku kalendarzowego, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje, jednostkach wytwórczych, niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowym,
- opalanych paliwami gazowymi,
- opalanych olejem opałowym,
- stanowiących odnawialne źródła energii (cena ta wykorzystywana jest także dla instalacji termicznego przekształcania odpadów – art. 47 ust. 2f *in fine*).

### III. Metoda uproszczona a metoda „kosztowa” – rozwiązania zawarte w rozporządzeniu

Jak zostało to już wskazane, przepis art. 46 ust. 5 pe zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw energii do określenia w drodze rozporządzenia szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zakres regulacji, jakie powinny znaleźć się w rozporządzeniu, został sprecyzowany w ust. 6 tego przepisu. Warto na wstępie dodać, że jest to rozporządzenie określające zasady kalkulacji wszystkich taryf dla ciepła, posłużenie się zatem przez ustawodawcę, w przepisie delegacyjnym, dodatkowym wskazaniem nakazującym wyróżnienie metody „uproszczonej” miało na celu podkreślenie konieczności uwzględnienia w przepisach rozporządzenia wprowadzonej nowej metody kalkulacji taryf dla jednostek kogeneracji. Wypełniając upoważnienie ustawowe, Minister Klimatu wydał w dniu 7 kwietnia 2020 r. stosowne rozporządzenie (dalej: rozporządzenie taryfowe). Rozporządzenie to poprzedzało rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2017 roku<sup>5</sup>. Jest to o tyle istotne, że przepisy tych rozporządzeń zawierają zarówno regulacje dotyczące uproszczonego sposobu kształtowania taryfy, tj. przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średniej ceny (§ 13 w obydwóch rozporządzeniach – metoda uproszczona), jaki i regulacje odnoszące się do możliwości ukształtowania taryfy dla ciepła wytworzonego w kogeneracji na bazie kosztów uzasadnionych (§ 14 w obydwóch rozporządzeniach – metoda kosztowa).

Zauważyć jednocześnie należy, że prawodawca, formułując przepisy rozporządzenia taryfowego na podstawie zawartej w art. 46 ust. 5 i 6 pe delegacji, ukształtował je w sposób mniej kategoryczny niż zostało to określone w samej pe. Zgodnie bowiem z brzmieniem § 13 rozporządzenia taryfowego, dla źródeł ciepła, w których ciepło jest wytwarzane w jednostkach kogeneracji, przedsiębiorstwo energetyczne może stosować uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła z tych źródeł na podstawie uzasadnionych planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła. *De lege lata* wskazany przepis stanowi jedynie o uprawnieniu do konstruowania taryfy w oparciu o metodę uproszczoną – przedsiębiorca „może stosować” metodę uproszczoną. Jednocześnie zgodnie z § 14 tego rozporządzenia, planowany uzasadniony przychód ze sprzedaży

<sup>5</sup> Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (DzU 2017, poz. 1988).

ciepła, stanowiący podstawę kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie przedsiębiorstw energetycznych, wytwarzających ciepło w jednostkach kogeneracji, które nie stosują uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek opłat, o którym mowa w § 13 ust. 1, oblicza się jako różnicę między planowanymi łącznymi uzasadnionymi przychodami z wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania ciepła oraz wytwarzania energii elektrycznej w danym źródle a planowanym przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej. Zatem także ten przepis wyraźnie podkreśla fakultatywność obu metod ustalania taryf dla jednostek kogeneracji.

#### IV. Metoda uproszczona a metoda „kosztowa” – *de lege lata*

Jak zasadnie podkreśla się w orzecznictwie „każde naruszenie określonych (...) w rozporządzeniu szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf jest samoistną podstawą do odmowy zatwierdzenia przez Prezesa URE przedstawionej taryfy (...).”<sup>6</sup>. Nie ulega bowiem wątpliwości, że metodykę przygotowania przez przedsiębiorstwo energetyczne i zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf (w tym dla jednostek kogeneracji) jednoznacznie przesądził ustawodawca i prawodawca.

Dokonując zatem oceny wskazanych powyżej regulacji prawnych ustawy i rozporządzenia, warto wrócić do przepisu delegacyjnego. Zgodnie bowiem z art. 46 ust. 6 pkt 4 pe, rozporządzenie powinno określać w szczególności m.in. „uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji z zastosowaniem wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47 ust. 2f”. Tym samym ustawodawca wskazał, że oprócz obowiązującego od początku funkcjonowania pe sposobu kalkulacji taryf opartego na metodzie kosztowej zostaje wprowadzony nowy model, to jest model uproszczony dedykowany jednostkom kogeneracji. Oczywiście jest, że delegacja nie zawiera wskazania, że w rozporządzeniu zostanie ukształtowany model kosztowy i uproszczony, ponieważ jak to zostało już wskazane model kosztowy stanowi istotę taryfowania określoną w pe, więc konieczności wyraźnego odrębnego ukształtowania wymagało jedynie dookreślenie nowo wprowadzanego rozwiązania stanowiącego wyjątek od ogólnej zasady. Jednocześnie, co istotne, norma art. 46 ust. 6 pkt 4 pe odsyła wprost do art. 47 ust. 2f pe, zatem przepisy te są ze sobą całkowicie kompatybilne. Tym samym, każde rozporządzenie wydane po wejściu w życie nowelizacji pe, powinno dookreślić zasady uproszczonego sposobu kształtowania taryf dla jednostek kogeneracji, tak jak wcześniej czyniło to w odniesieniu do metody kosztowej. Powstaje zatem pytanie, czy prawodawca dysponował upoważnieniem ustawowym do określenia w rozporządzeniu dla jednostek kogeneracji uprawnieniem do sprecyzowania zasad przygotowywania taryf metodą kosztową, w związku z jednoznacznym brzmieniem art. 47 ust. 2f pe. Czy przepis § 14 rozporządzenia jest to jednak regulacja wprost sprzeczna z zakresem delegacji ustawowej, a więc niekonstytucyjna, tym samym powinna zostać usunięta we właściwym trybie z omawianego aktu prawnego, czy stanowi swego rodzaju *superfluum*, które jednak w wyjątkowych sytuacjach może znaleźć zastosowanie w praktyce. W świetle bowiem wskazanych powyżej regulacji nie ulega wątpliwości, że do kalkulacji cen i stawek opłat taryfowych dla jednostek kogeneracji będzie miał zastosowanie przede wszystkim art. 47 ust. 2f pe w zw. z § 13 rozporządzenia.

Jako zasadny, pierwszy z prezentowanych poglądów uznał SOKiK w wyroku z dnia 19 czerwca 2020 r., wskazując, że „Z brzmienia przytoczonych przepisów wynika jednoznacznie, że

<sup>6</sup> Zob. wyr. SOKiK z 12.11.2007 r., XVII AmE 93/07, niepubl.

w wydanym rozporządzeniu taryfowym Minister Energii [wyrok dotyczył stanu prawnego sprzed wprowadzenia rozporządzenia Ministra Klimatu – przypis aut.] nie uwzględnił zasady wyrażonej w art. 47 ust. 2f PE, dając przedsiębiorcy wybór kształtowania taryf dla ciepła wytworzonego w kogeneracji w oparciu o metodę kosztową lub uproszoną”. Jak czytamy dalej w uzasadnieniu tego wyroku „niedopuszczalna jest w świetle prawidłowej legislacji sytuacja niezgodności (sprzeczności) w uregulowaniu tej samej materii w ustawie i uszczegółwiający ją rozporządzeniu”. Jest to niewątpliwa konstatacja ze wszech miar słuszna.

Nie ulega bowiem wątpliwości, że w celu rozstrzygnięcia ewentualnego problemu niezgodności wskazanych wyżej przepisów można/należy kierować się zasadą *lex superior derogat legi inferiori*, czyli przepis ustawy jako przepis wyższej rangi wyłącza możliwość stosowania przepisu aktu podustawowego, z nim sprzecznego.

Prezentowany pogląd wynika wprost z zasady hierarchiczności źródeł prawa (art. 87 w związku z art. 92 Konstytucji RP), która w przypadku zaistnienia sprzeczności rozporządzenia z ustawą nakazuje stosowanie regulacji ustawowych. Jak podkreśla się w piśmiennictwie, „Zasada hierarchicznej budowy systemu źródeł prawa polega na tym, że Konstytucja określa relacje nadrzędności i podrzędności pomiędzy poszczególnymi źródłami prawa. W ten sposób podmiot wydający dane źródło prawa jest zobowiązany do zachowania zgodności treści wydawanego aktu z treścią aktów zajmujących wyższe miejsce w hierarchii. Ponadto wydawanie aktów prawnych o określonej pozycji w hierarchii źródeł prawa powinno pozostawać w spójności z aktami wyższego rzędu oraz służyć realizacji i konkretyzacji postanowień takich aktów (por. B. Banaszak, Prawo konstytucyjne, s. 46). (...) Aktami podustawowymi są rozporządzenia wykonawcze do ustaw (art. 92 Konstytucji). Podrzędność rozporządzeń względem ustaw wynika już z samej istoty i funkcji tych źródeł prawa – są to akty wydawane na podstawie upoważnień ustawowych i służące wykonaniu postanowień ustawowych. Ponadto rozporządzenia podlegają kontroli co do zgodności z ustawami – realizowanej zarówno przez sądy w konkretnych sprawach, jak też przez TK (na podstawie art. 188 pkt 3 Konstytucji RP)” (zob. Wiącek, 2016). Z kolei w uchwale Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 2 lipca 2001 r.<sup>7</sup> czytamy „Bronić (...) należy poglądu, że treść przepisów wykonawczych, przy których formułowaniu bardziej lub mniej prawidłowo wykorzystano upoważnienie ustawowe do ich wydania, nie może mieć pierwszorzędnego znaczenia przy interpretacji przepisów samej ustawy”. Również w uchwale z dnia 4 lipca 2004 r. Naczelny Sąd Administracyjny<sup>8</sup> wskazał, iż przy interpretacji pojęć należy się odwoływać do przepisów wyższego, a nie niższego rzędu, zatem najpierw do ustawy, a dopiero w drugiej kolejności – rozporządzenia taryfowego. Natomiast Wojewódzki Sąd Administracyjny w Bydgoszczy<sup>9</sup> wprost stwierdził, m.in., że „Przepisy rozdziału III Konstytucji RP wyraźnie wskazują hierarchię aktów prawnych. W świetle tych przepisów, ustawa jest aktem prawnym hierarchicznie wyższym od rozporządzeń i aktów prawnych organów samorządu terytorialnego. Ustanowiony w ustawie zasadniczej, zamknięty katalog źródeł prawa skonstruowany jest jednocześnie w oparciu o zasadę hierarchiczności. Z zasady tej wynika, że umocowanie do wydawania aktów niższego rzędu musi wynikać z aktów wyższego rzędu, przy czym przepisy zawarte w aktach niższego rzędu nie mogą naruszać przepisów zamieszczonych

<sup>7</sup> Zob. uch. NSA z 2.07.2001 r., FPS 3/01, Pr. Gosp. 2001/10/29.

<sup>8</sup> Zob. uch. NSA z 4.07.2004 r., OPS 4/02, ONSA 2003/2/39.

<sup>9</sup> Zob. wyr. z dnia 6.07.2016 r. sygn. akt IISA/Bd 629/16, dostęp Legalis.



w aktach wyższego rzędu. Hierarchiczna budowa systemu źródeł prawa obliguje do przyjęcia dyrektywy interpretacyjnej, w myśl której, w razie kolizji między normami prawnymi, przepisy prawa zawarte w akcie wyższego rzędu stosuje się przed przepisami prawa zawartymi w akcie niższego rzędu. Hierarchiczność źródeł prawa wyklucza możliwość stosowania norm hierarchicznie niższych, regulujących te same kwestie w sposób odmienny”. Także SOKiK w wyroku z dnia 19 czerwca 2020 r. stanął na stanowisku, zgodnie z którym „Powstała niezgodność między unormowaniami z art., 47 ust. 2f PE i § 14 rozporządzenia taryfowego należy usunąć (...) z uwzględnieniem zasady hierarchicznej budowy systemu źródeł prawa wprowadzonej w art. 87 Konstytucji w związku z jej art. 92”<sup>10</sup>.

Starając się na omawiany problem spojrzeć szerzej warto zauważyć, że *superflua admittere securius est, quam necessaria omittere* („bezpieczniej jest dopuścić rzeczy zbyteczne aniżeli opuścić rzeczy konieczne”). Należy zatem zastanowić się czy w rozporządzeniu, ale na zasadzie kolejnego wyjątku, tym razem od zakresu stosowania metody uproszczonej, nie mogły/powinny znaleźć się regulacje pozwalające na przedkładanie taryf dla jednostek kogeneracji także metodą kosztową. Zdaniem autora mamy tu bowiem do czynienia z takim przypadkiem, a nie z pełną „inflacją prawa” do której prowadzi nadmiar regulacji. Zgodnie bowiem z wielokrotnie przywoływanym już art. 47 ust. 2f pe uproszczoną metodę stosuje się jedynie w przypadkach, gdy mamy możliwość określenia zarówno właściwego wskaźnika referencyjnego, jak i średnich cen sprzedaży ciepła, określonych zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c pe. W takich przypadkach, zgodnie z obowiązującymi regulacjami, istnieje obowiązek przedstawienia taryfy obliczonej na bazie metody uproszczonej. Jednakże w sytuacji, gdy w jednostce kogeneracji byłoby wykorzystywane paliwo, w odniesieniu do którego Prezes URE nie ogłasza średnich cen sprzedaży ciepła (łącznie z jednostkami termicznego przekształcania odpadów), powinna znajdować zastosowanie metoda kosztowa. W przeciwnym razie takie jednostki w ogóle nie mogłyby wykonywać działalności gospodarczej na rynku ciepła. Jednocześnie w takim przypadku należy przyjmować, że tego rodzaju źródło nie zostało objęte regulacjami art. 47 ust. 2f pe, zatem znajdują do niego zastosowanie pozostałe regulacje, a więc odnoszące się do metody kosztowej wynikającej z art. 47 ust. 1 i 2 pe. Przy tym, ze względu na specyfikę jednostek kogeneracyjnych, sposób ustalenia dla nich taryfy został odrębnie sprecyzowany w § 14 rozporządzenia taryfowego.

Jednocześnie zasadne wydaje się przyjęcie, że odmienna wykładnia, tj. dopuszczająca dowolne zamienne stosowanie przepisów rozporządzenia, dawałaby przyzwolenie do instrumentalnego traktowania kształtowania taryf poprzez umożliwienie złożenia wniosku w oparciu o § 13 lub § 14 rozporządzenia taryfowego w zależności tylko i wyłącznie od tego czy ukształtowanie cen i stawek opłat w zależności od wybranej metody byłoby dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego mniej, czy bardziej korzystne w danym czasie. Uprawnienia przedsiębiorstwa energetycznego do tak instrumentalnego traktowania taryfowania nie sposób wywieść nie tylko z ogółu przepisów regulujących ten proces, lecz także i z samego *ratio legis* unormowania tego procesu w aktach prawa powszechnie obowiązującego oraz uprawnienia przyznanego Prezesowi URE do zatwierdzania taryf, przy uwzględnieniu konieczności równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców. Zauważyć przy tym należy, że zarówno nowe, jak i zmodernizowane źródła, posiadające jednostki kogeneracji, powinny być co do zasady źródłami efektywnymi, przy

<sup>10</sup> Zob. wyr. SOKiK z 19.06.2020 r. XVII AmE 106/19, niepubl.

czym średnia cena wytwarzania ciepła nie powinna przekraczać ceny referencyjnej, ponieważ ceny ciepła z kogeneracji powinny być niższe niż ceny ciepła wytworzonego w innych źródłach, uwzględniając stosowane do wytwarzania ciepła paliwo oraz prawo do korzystania przez takie źródła z dodatkowych systemów wsparcia dedykowanych dla jednostek kogeneracji. Efektywność kogeneracji polega bowiem także na tym, że z jednej „porcji paliwa” wytwarzamy dwa produkty, tj. energię elektryczną i ciepło (zob. szerzej np.: Muras, 2014, s. 287–290; 2012, s. 341–355; 2011, s. 127 i n.).

Zasadnym jest także rozważenie czy prawodawca w sposób oczywisty nie wykroczył poza zakres upoważnienia ustawowego. Jak zostało to bowiem wskazane, brzmienie powołanych wyżej przepisów sugeruje, że zachodzi niezgodność między regulacją ustawową art. 47 ust. 2f pe a regulacją zawartą w § 13 i 14 rozporządzenia taryfowego w zw. z art. 46 ust. 5 i 6 pe. Dokonując pogłębionej oceny możliwej niespójności wskazanych regulacji oraz możliwego sposobu interpretacji tych przepisów, warto także zwrócić uwagę na zasadne poglądy wyrażone w doktrynie odnoszące się do określonego zakresu autonomiczności postanowień rozporządzenia w stosunku do delegacji ustawowej oraz samej ustawy. Jak podkreśla P. Sarnecki, stosowanie rozporządzenia względem ustawy „polega jedynie na konkretyzowaniu lub uzupełnianiu tych postanowień (przy czym owo „uzupełnianie” bez regulacji ustawowej byłoby bezprzedmiotowe)” (zob. Sarnecki, 2007, s. 14). Jeszcze dalej w tym zakresie idzie S. Wronkowska, wskazując, że ze względu na funkcjonalną więź rozporządzenia z ustawą upoważniającą, przedmiotem regulacji rozporządzenia mogą być jedynie sprawy należące do zakresu normowania ustawy upoważniającej. Tak dzieje się w przypadkach typowych. Nie ma jednak, zdaniem autorki, przekonujących argumentów, by podzielić potoczną opinię, że akt wykonawczy zawsze normuje te same sprawy, co ustawa upoważniająca, tyle że ją konkretyzuje i uszczegółowia. Akt wykonawczy ma bowiem zazwyczaj swój przedmiot regulacji, choć są to sprawy należące do zakresu normowania ustawy i związane z jego treścią. Inaczej mówiąc, S. Wronkowska twierdzi, że akt wykonawczy ma swój samodzielny przedmiot regulacji, ale jest on funkcjonalnie związany z ustawą w tym sensie, że bez tej regulacji ustawa nie mogłaby być stosowana lub realizowana zgodnie z zamysłem ustawodawcy. Unormowania aktu wykonawczego uzupełniają więc ustawowe instytucje, stosunkowo rzadko konkretyzując treść norm ustawowych (zob. Wronkowska, 2005, s. 78). Określenie zakresu normatywnej treści wytycznych do wydania rozporządzenia było także przedmiotem szczegółowej oceny Trybunału Konstytucyjnego. I tak, w wyroku z dnia 12 września 2006 r., K 55/05 TK wskazał, że „wytyczne dotyczące treści aktu mogą przybierać różną postać redakcyjną. (...) Sposób sformułowania wytycznych, zakres ich szczegółowości i – oczywiście zawarte w nich treści są w zasadzie sprawą uznania ustawodawcy”, jednak sposób sformułowania wytycznych musi pozostawać w zgodzie z ogólnymi zasadami co do wyłączności ustawy i nakazami, aby pewne kwestie były regulowane w całości w ustawie. Warto także w tym miejscu zwrócić uwagę na wyrok TK z 27 kwietnia 1997 r., P 7/98, zgodnie z którym jednym z warunków uznania rozporządzenia za akt wykonawczy do ustawy jest to czy rozporządzenie nie pozostaje w sprzeczności z aktem ustawodawczym, na podstawie którego zostało wydane oraz z treścią innych aktów ustawodawczych, chyba że upoważnienie do wydania rozporządzenia zezwala na ustanowienie w rozporządzeniu przepisów normujących określone zagadnienie odmiennie od unormowań w dotychczasowych aktach ustawodawczych, chociaż co do zasady rozporządzenie nie może bez wyraźnego upoważnienia ustawowego wkraczać w sferę

materii prawnych regulowanych innymi ustawami, a nawet nie powinno ich powtarzać. Tym samym TK dopuszcza nawet nieznaczną modyfikację ustawy rozporządzeniem, o ile przewidywała to delegacja. Jeszcze dalej idący pogląd przedstawił Trybunał Konstytucyjny w wyroku z dnia 18 marca 2003 r., K 50/01, w myśl którego „Jeśli organ wykonawczy pośrednio, poprzez dogłębną analizę całokształtu przepisów ustawy (ustaw) uzyska wskazówki i wytyczne do odpowiedniego ukształtowania treści rozporządzenia, to mimo braku wytycznych w przepisie upoważniającym można uznać, że upoważnienie nie narusza art. 92 ust. 1 Konstytucji”. Tym samym zarówno piśmiennictwo, jak i orzecznictwo TK dopuszcza określony zakres rozbieżności między ustawą a rozporządzeniem, wskazując jednocześnie, że rozporządzenie musi czerpać swą podstawę z ustawy.

Zasadnym jest zatem zweryfikowanie czy w przedmiotowym przypadku mamy do czynienia z takim dopuszczanym prawnie rozszerzeniem regulacjami rozporządzenia zakresu normatywnego ustawy. Zdaniem autora, tak. Wynika to z faktu, że regulacje pe w obszarze taryfowania, jak już wspomniano, co do zasady oparte są na zasadzie kosztów uzasadnianych. Jednocześnie *explicationes non sunt extendendae* („wyjątków nie należy interpretować rozszerzająco”), można zatem przyjąć, że ustawodawca precyzyjnie określił zakres jednostek kogeneracji, które mają obowiązek stosowania metody uproszczonej. Jednocześnie pozostałe jednostki kogeneracji, tj. wykorzystujące inne paliwa niż wskazane w ustawie, aby mogły funkcjonować na rynku ciepła w zakresie, w którym wymagane jest posiadanie koncesji, muszą mieć możliwość opracowania taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE. Tym samym, prawodawca, uwzględniając całokształt regulacji pe, mógł określić w § 14 zasady metody kosztowej dla tych jednostek kogeneracji. Jednak nie tyle dla jednostek, które nie stosują metody uproszczonej, o czym stanowi aktualnie § 14 rozporządzenia taryfowego, ile dla jednostek, które tej metody nie są w stanie stosować. I tak, wydaje się, że należy odczytywać ten przepis.

## V. Metoda uproszczona a możliwość zmiany taryfy w trakcie jej obowiązywania

Zmiana taryfy, co do zasady, następuje w trybie art. 155 k.p.a. w związku z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne<sup>11</sup>. Przepisy rozporządzenia taryfowego stosowane są na te potrzeby „uzupełniająco”. Prezes URE podejmując decyzję, co do ewentualnej zmiany taryfy, dokonuje zatem oceny spełnienia przesłanek wskazanych w powołanych przepisach. W odniesieniu do taryf zatwierdzanych metodą uproszczoną prawodawca w § 13 ust. 10 rozporządzenia taryfowego jednoznacznie wskazał, że okres stosowania taryf dla ciepła, w której zastosowano metodę uproszczoną kalkulacji cen i stawek opłat wynosi rok od dnia jej wprowadzenia do stosowania. Jak podkreślił to SN w uchwale z 15 czerwca 2004 r., przepisy określające długość okresu, na jaki zatwierdzana jest taryfa, nie mają charakteru przepisów szczególnego w rozumieniu k.p.a. sprzeciwiającego się zmianie decyzji zatwierdzającej taryfę. Zdaniem bowiem sądu „Przepis ten [określający czas obowiązywania taryfy – przypis aut.], określa bowiem funkcjonowanie taryf na pewien okres poza tym nie zawiera żadnego zastrzeżenia, że taryfy zwłaszcza taryfy wadliwie ukształtowane nie mogą być weryfikowane. To, że taryfa jest ustalana na pewien okres nie przesądza samo przez się, że interes społeczny lub słuszny interes strony, nie będą przemawiały na

<sup>11</sup> Zob. uch. SN z 15.06.2004 r., III SPZ 2/04, dostęp Legalis.

rzecz jej weryfikacji w kierunku właściwego uzgodnienia z dyrektywami ustawowymi”. Tym samym SN jednoznacznie przesadził, że norma zbliżona do § 13 ust. 10 rozporządzenia nie stanowiła przeszkody do zmiany zatwierdzonej taryfy w trakcie jej obowiązywania. Dlatego do czasu wydania rozporządzenia taryfowego brakowało w aktach wykonawczych przepisów szczególnych ograniczających możliwość zmiany taryf zatwierdzonych metodą uproszczoną. *Novum* w tym zakresie zostało zawarte w § 28 ust. 3 rozporządzenia taryfowego. Zgodnie z tym przepisem, przedsiębiorstwo energetyczne, w odniesieniu do źródeł, o których mowa w § 13 ust. 1 (jednostki kogeneracji), może wystąpić o zmianę taryfy przed upływem okresu, o którym mowa w § 13 ust. 10, jeżeli w trakcie tego okresu ogłoszone zostaną średnie ceny sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy, lub w przypadku zmiany posiadanej koncesji wynikającej z istotnej zmiany zakresu wykonywania działalności objętej koncesją, w szczególności zmiany paliwa wykorzystywanego w danym źródle. Tym samym jest to przepis, w którym w sposób wyczerpujący uregulowano kwestie możliwości zmiany taryfy zatwierdzonej metodą uproszczoną w okresie jej obowiązywania. Jest więc to norma szczególna, o której stanowi art. 155 k.p.a., sprzeciwiająca się w innych przypadkach zmianie tak ukształtowanej taryfy.

## VI. Wnioski *de lege ferenda*

Rynek ciepła, ze względu na swój lokalny charakter, mimo dużej zastępowalności mediów energetycznych do wytwarzania ciepła, jest uznawany za rynek mocno zmonopolizowany. Tym samym poddany jest silnej regulacji i reglamentacji. Uzyskania koncesji wymaga na tym rynku zarówno wytwarzanie ciepła we wszystkich źródłach wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej przekraczającej 5 MW (nie wymaga uzyskania koncesji jedynie wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW), jak i przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW. Tym samym, wszystkie te podmioty, objęte są także obowiązkiem przedstawiania taryf do zatwierdzenia.

Prawo energetyczne aktualnie przewiduje dwie metody zatwierdzania taryf, tj. kosztową (co do zasady) i uproszczoną dla jednostek kogeneracji. Nie ulega jednocześnie wątpliwości, że jednostki kogeneracji w świetle brzmienia art. 47 ust. 2f pe zostały zobligowane do przygotowywania taryf metodą uproszczoną. Przyjęte w rozporządzeniu taryfowym regulacje § 13 i 14 w ich językowym brzmieniu sugerują fakultatywność metod zatwierdzania taryf. Należy zatem postulować, aby w sytuacji, gdy zamiarem prawodawcy, który w omawianym obszarze dysponuje także inicjatywą ustawodawczą, było faktycznie fakultatywne ustanowienie obu metod zatwierdzania taryf dla jednostek kogeneracji, zaproponowanie zmiany brzmienia art. 47 ust. 2f pe, poprzez jednoznaczne wskazanie, że taryfy te jedynie „mogą” być obliczane oraz zatwierdzane przy uwzględnieniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W sytuacji natomiast, gdy to metoda uproszczona faktycznie ma stanowić podstawę zatwierdzania taryf dla ciepła z rozporządzenia taryfowego, powinien zostać usunięty § 14, ewentualnie powinien zostać przeredagowany w kierunku zaproponowanym w niniejszym artykule, zatem jako wyjątek od metody uproszczonej, w tych wszystkich przypadkach, w których metody uproszczonej nie da się faktycznie zastosować.

## Bibliografia

- Baroń, M., Czarnecka, M. i Ogłódek T. (2010). *Taryfy w ciepłownictwie. Aspekty prawne*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Bogusławski, P. (2010). Uproszczony sposób kalkulacji cen ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji. *Biuletyn URE*, 6. Pozyskano z: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).
- Muras, Z. (2011). Support systems for the production of agricultural biogas and electricity in renewable and co-generation sources in Poland. *Rynek Energii*, 3.
- Muras, Z. (2012). Systemy wsparcia bezpośredniego źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych – wczoraj, dziś, jutro. W: A. Walaszek-Pyziół (red.), *Wybrane węzłowe zagadnienia współczesnego Prawa Energetycznego*. Kraków: AT Wydawnictwo.
- Muras, Z. (2014). Krajowy system wsparcia kogeneracji po „przejęciach” – aspekty prawne. *Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, wentylacja*, 45(8).
- Muras, Z. (2018). Regulator sektorowy paliw i energii – między reglamentacją a promocją rynku. Rozważania na tle orzecznictwa dotyczącego taryf. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesna problemy bezpieczeństwa energetycznego. Sektor gazowy i energetyczny* (s. 345–367). Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.
- Sarnecki, P. (2007). Komentarz do art. 10 Konstytucji. W: Z. Garlicki, M. Zubik (red.), *Konstytucja R., Komentarz*. T. V. Warszawa: Wydawnictwo Sejmowe.
- Sarnecki, P. (2007a). Uwaga 14 do art. 10 Konstytucji. W: Z. Garlicki, M. Zubik (red.), *Konstytucja R., Komentarz*. T. V. Warszawa: Wydawnictwo Sejmowe.
- Szafrański, A. (2008). *Przedsiębiorca publiczny wobec wolności gospodarczej*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Wiącek, M. (2016). Komentarz do art. 87 Konstytucji RP. W: M. Safjan, L. Bosek (red.), *Konstytucja RP. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Wronkowska, S. (2005). Model rozporządzenia jako aktu wykonawczego do ustaw w świetle Konstytucji i praktyki. W: A. Szmyt (red.), *Konstytucyjny system źródeł prawa w praktyce*. Warszawa: Wydawnictwo Sejmowe.

Michał Bałdowski\*, Michał Maruszak\*\*

## Nowy system wsparcia dla energii wytwarzanej z wysokosprawnej kogeneracji – wybrane aspekty prawne

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Nowy mechanizm wsparcia dla kogeneracji
- III. Zasady uczestnictwa w systemie wsparcia
  1. System aukcyjny i quasi-aukcyjny
  2. Problematyka decyzji inwestycyjnej dla nowych jednostek kogeneracji
  3. Specjalne zasady wsparcia
- IV. Dopłaty dla kogeneracji a zwrot ujemnego salda dla instalacji OZE
- V. Podsumowanie

### Streszczenie

Pod koniec 2018 r. Sejm przyjął przepisy mające na celu kompleksowe uregulowanie wsparcia dla kogeneracji, tj. jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Wspomniane rozwiązanie legislacyjne podyktowane było potrzebą popularyzacji takiej formy wytwarzania energii, która cechuje się wysoką efektywnością i stosunkowo niskim poziomem szkodliwości dla środowiska. W ocenie autorów nowe przepisy należy ocenić pozytywnie, jako że dzięki oparciu systemu na zasadach konkurencji, cele energetyczne realizowane są możliwie najmniejszym kosztem dla budżetu państwa. Jednocześnie uchwalone przepisy przewidują dedykowany system wsparcia dla małych i istniejących jednostek wytwórczych w postaci gwarantowanej pomocy. Nowy system wsparcia nie jest jednak pozbawiony wad, w tym nieuzasadnionego badania efektu zachęty czy różnicowania pozycji wytwórców energii w kogeneracji i ze źródeł odnawialnych.

**Słowa kluczowe:** kogeneracja; pomoc publiczna; system wsparcia; prawo energetyczne; system aukcyjny; premia gwarantowana; decyzja inwestycyjna.

**JEL:** K23, K32, K33

\* Doktorant w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego; associate w kancelarii Greenberg Traurig Grzesiak sp. k. (Dział Capital Markets/M&A); ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2153-965X>.

\*\* Associate w kancelarii Linklaters C. Wiśniewski i Wspólnicy sp. k. (Dział Energy & Infrastructure); ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7507-9794>.

## I. Wprowadzenie

Kogeneracja stanowi proces technologiczny, który polega na łącznym wytwarzaniu energii elektrycznej oraz energii cieplnej przy użyciu jednego zespołu urządzeń (inaczej nazywany również skojarzoną gospodarką energetyczną<sup>1</sup> lub CHP (*combined heat and power*)) (Mirek, 2014; Szostakowska, 2016, s. 411). Zastosowanie powyższej metody wytwarzania energii ma tę zaletę, że sprzyja poprawie efektywności energetycznej, pozwala bowiem na wytwarzanie dwóch różnych rodzajów energii przy jednoczesnym oszczędnym gospodarowaniu surowcami pochodzącymi z jednego źródła (Król, 2018, s. 15; Kalam, King, Moret i Weerasinghe, 2012, s. 2). Dodatkowo, wytwarzanie energii z kogeneracji przyczynia się do redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz innych szkodliwych substancji poprzez zmniejszenie ilości paliwa używanego do produkcji ciepła i energii elektrycznej łącznie, a także w przypadku wykorzystywania w jednostkach kogeneracji odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE), przyczynia się do wzrostu udziału OZE w ogólnokrajowej strukturze energetycznej (Szostakowska, 2016, s. 410; Król, 2018, s. 15; PTEZ, 2019, s. 7). Badania naukowe wskazują, że zwiększenie ilości energii wytwarzanej z kogeneracji może mieć pozytywny zarówno na sferę ogólnogospodarczą, jak i na środowisko (tak na przykładzie Stanów Zjednoczonych – Kalam, King, Moret, Weerasinghe, 2012, s. 1). Według badań Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) rozbudowa sieci elektroenergetycznej w oparciu o kogenerację może przyczynić się do redukcji nawet o ok. 950 mln ton dwutlenku węgla rocznie w 2030 r. (IEA, 2008, s. 4)

Na istotną rolę wysokosprawnej kogeneracji<sup>2</sup> w zakresie oszczędności energii pierwotnej wskazuje bezpośrednio ustawodawca unijny, który tworzy jednocześnie ramy prawne mające na celu jej wspieranie<sup>3</sup>. Jednocześnie Komisja Europejska (dalej: KE) podkreśla, że państwa członkowskie nie wykorzystują w pełni potencjału kogeneracji, a sektor kogeneracji stoi naprzeciw różnym przeszkodom, w tym prawnym, które polegają na konieczności jednoczesnego przestrzegania przepisów dotyczących dostaw energii elektrycznej oraz energii cieplnej (KE, 2016, s. 11).

W powyższym kontekście Polska jest jednym z tych państw członkowskich, w których wytwarzanie energii z kogeneracji stosowane jest już od kilkudziesięciu lat. Już w latach siedemdziesiątych oraz osiemdziesiątych XX w. stopniowo wzrastał udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej oraz cieplnej tak w przemyśle, jak i elektrowniach (Matuszewska, Kuta i Górski, 2016, s. 2). Współcześnie w Polsce kogeneracja dalej stanowi istotną część rynku produkcji energii elektrycznej i ciepła. W 2018 roku udział produkcji energii elektrycznej w kogeneracji wyniósł 11,6%, a udział produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach – 16,5%, przy produkcji brutto wynoszącej ponad 28 milionów MWh (PTEZ, 2019, s. 9). Niewątpliwie kogeneracja jest równie ważna dla osiągnięcia przez Polskę celów, które wynikają z prawa unijnego, w tym osiągnięcia wymaganego udziału OZE w produkcji energii elektrycznej czy zmniejszenia rocznego zużycia energii.

Podobnie jak w przypadku wytwarzania energii z OZE, najbardziej istotną przeszkodą w rozwijaniu sieci elektroenergetycznych wykorzystujących kogenerację jest wysoki koszt inwestycyjny oraz operacyjny, który nie zawsze znajduje pokrycie w rynkowych cenach energii (Król, 2018,

<sup>1</sup> Art. 2 pkt 108 rozporządzenia Komisji (UE) NR 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. U. UE L z 2014 r., poz. 187, s. 1).

<sup>2</sup> Rozumiana jako kogeneracja, która pozwala na oszczędność energii pierwotnej w wysokości co najmniej 10% w porównaniu z wartościami referencyjnymi dla rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej.

<sup>3</sup> Pkt 35 preambuły dyrektywy 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 uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. U. UE. L. z 2012 r., poz. 315, s. 1).

s. 16). W związku z powyższym, konieczne jest wprowadzanie rozwiązań na poziomie legislacyjnym, które wspierają wytwórców energii produkowanej w kogeneracji oraz podmioty planujące budowę tego typu instalacji. Współcześnie na całym świecie, w tym w szczególności w Stanach Zjednoczonych oraz w Unii Europejskiej, funkcjonują różne mechanizmy prawne wspierające kogenerację.

Zgodnie z prawem unijnym, mechanizmy wspierające wytwarzanie energii z kogeneracji, pod warunkiem spełnienia określonych kryteriów, stanowią dozwoloną pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 TFUE<sup>4</sup>. Kluczowe znaczenie ma w tym zakresie 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 uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE oraz wytyczne Komisji Europejskiej w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (Dz. Urz. UE C 200 z 28 czerwca 2014 r., s. 1–55) (dalej: Wytyczne 2014–2020)<sup>5</sup>.

Od 2007 r. również w Polsce istnieją mechanizmy prawne wspierające energię wytwarzaną w kogeneracji, które na przestrzeni ostatnich lat ulegały znacznym zmianom (PTEZ, 2019, s. 13). Celem niniejszego artykułu jest krytyczna analiza wybranych aspektów prawnych najnowszego systemu wsparcia stworzonego dla energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji i przedstawienie postulatów *de lege lata* i *de lege ferenda*, które mogłyby przyczynić się do jak najszerzego wspierania kogeneracji w Polsce. W szczególności analizie zostanie poddany system aukcyjny oraz quasi-aukcyjny, problematyka decyzji inwestycyjnych dla nowych jednostek kogeneracji, specjalne zasady wsparcia dla niektórych jednostek kogeneracji oraz różnice między dopłatami dla kogeneracji i zwrotem ujemnego salda dla instalacji OZE.

## II. Nowy mechanizm wsparcia dla kogeneracji

Pod koniec 2018 r. Sejm uchwalił ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji<sup>6</sup>, która wprowadziła nowe mechanizmy wsparcia dedykowane wyłącznie dla energii wytwarzanej w tej technologii. Tym samym ustawa o promowaniu zastąpiła poprzedni mechanizm wsparcia dla kogeneracji oparty na świadectwach pochodzenia, który wygasł 31 grudnia 2018 r. (Paska i Surma, 2019, s. 90). Mechanizm świadectw pochodzenia, wprowadzony na podstawie ustawy z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności<sup>7</sup>, okazał się nie spełnić oczekiwań ze względu na ograniczony wpływ na rozwój nowych źródeł energii z kogeneracji oraz trudności z osiągnięciem rentowności na wystarczającym poziomie w przypadku istniejących jednostek wytwórczych<sup>8</sup>.

Głównym celem ustawy o promowaniu jest efektywne ekonomicznie zmniejszenie negatywnych zjawisk środowiskowych, przy równoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej oraz poprawa efektywności wykorzystania nośników energii poprzez

<sup>4</sup> Szerzej na temat pomocy publicznej w kontekście energii elektrycznej zob. M. Bałdowski (2017, s. 269–282).

<sup>5</sup> Szerzej na temat unijnych mechanizmów wsparcia kogeneracji zob. Król, 2018, s. 16–18.

<sup>6</sup> Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (DzU 2020, poz. 250, ze zm.); dalej: ustawa o promowaniu.

<sup>7</sup> DzU 2007, poz. 124.

<sup>8</sup> Uzasadnienie do ustawy o promowaniu, s. 3.



rozwój wysokosprawnej kogeneracji (Uzasadnienie do ustawy o promowaniu, s. 3). Drożą do realizacji powyższego celu jest wprowadzenie nowych mechanizmów wsparcia dedykowanych dla nowych, modernizowanych oraz istniejących jednostek kogeneracji, przy uwzględnieniu różnic w zależności od zainstalowanej mocy elektrycznej. Mechanizmy te dzielą się na wsparcie przyznawane w drodze aukcji, wsparcie w formie premii gwarantowanej oraz wsparcie w ramach premii gwarantowanej indywidualnej i naboru na premię kogeneracyjną indywidualną dla jednostek o zainstalowanej mocy elektrycznej powyżej 50 MW. Warunkiem koniecznym do skorzystania przez instalację z mechanizmów wsparcia uregulowanych ustawą o promowaniu jest wskaźnik emisji dwutlenku węgla nieprzekraczający 450 kg na 1 MWh wytworzonej energii elektrycznej i ciepła.

Niezależnie, wytwórcy energii wytwarzanej w kogeneracji mogą korzystać również z mechanizmów wsparcia przewidzianych w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy<sup>9</sup> oraz ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii<sup>10</sup>, przy założeniu, że spełniają określone w tych ustawach kryteria uprawniające do otrzymania wsparcia. Należy jednak zauważyć, że korzystanie przez wytwórców energii wytwarzanej w kogeneracji z powyższych mechanizmów wsparcia uniemożliwia (w przypadku korzystania ze wsparcia z ustawy o OZE) lub istotnie ogranicza (w przypadku korzystania ze wsparcia z ustawy o rynku mocy) możliwość korzystania z systemu wsparcia uregulowanego w ustawie o promowaniu.

### III. Zasady uczestnictwa w systemie wsparcia

#### 1. System aukcyjny i quasi-aukcyjny

Podstawowym mechanizmem wsparcia dedykowanym dla nowych lub znacznie zmodernizowanych jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej elektrycznej od 1 MW do 50 MW jest tzw. premia kogeneracyjna, która udzielona jest jednostkom, które złożyły zwycięskie oferty na aukcji, której przedmiotem jest właśnie premia kogeneracyjna za sprzedaż energii elektrycznej (Paska i Surma, 2019, s. 91). Premia kogeneracyjna stanowi zatem gwarantowaną dopłatę za każdą wytworzoną 1 MWh w jednostce kogeneracji, którą wypłaca Zarządca Rozliczeń S.A. Istotą aukcyjnego systemu wsparcia jest to, że premię kogeneracyjną otrzymują te jednostki, które w ramach aukcji zaoferowały najniższą wysokość premii kogeneracyjnej aż do wyczerpania wolumenu energii ustalonego dla danej aukcji. W przypadku, gdy w ramach aukcji w zgłoszonych ofertach nie został przekroczony maksymalny wolumen do sprzedaży, aukcję wygrywają uczestnicy aż do wyczerpania 80% wolumenu energii objętej ofertami, co ma zapobiegać zjawisku tzw. nadwsparcia, rozumianego jako uzyskanie zbyt wysokiej premii (Szopiński, 2020). System ten jest wzorowany na systemie aukcyjnym wprowadzonym w ustawie o OZE. Aukcje na premię kogeneracyjną odbywają się nie rzadziej niż raz w roku i oparte są na tzw. formule *pay-as-bid*, co w praktyce oznacza, że podmioty, które wygrały aukcje uzyskują wsparcie na różnym poziomie, którego wysokość odpowiada cenie oferowanej indywidualnie przez każdego z uczestników takiej aukcji (Szopiński, 2020). Dodatkowo należy zauważyć, że aukcje przeprowadzone są bez podziału na tzw. koszyki technologiczne, natomiast w zależności od tego, jakiego rodzaju paliwo

<sup>9</sup> DzU 2020, poz. 247; dalej: ustawa o rynku mocy.

<sup>10</sup> DzU 2020, 261; dalej: ustawa o OZE.

jest wykorzystywane w jednostce kogeneracji (tj. paliwa stałe, paliwa gazowe, biomasa i inne) oddzielnie ustalana jest wysokość wartości referencyjnej, czyli maksymalnej wartości premii, którą mogą zaoferować wytwórcy w ramach aukcji (Szopiński, 2020).

Wytwórcy energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji zainteresowani wzięciem udziału w aukcji podlegają procedurze prekwalitykacyjnej wszczynanej na podstawie wniosku takiego wytwórcy, który wskazuje między innymi: dane wytwórcy, planowaną lokalizację i moc zainstalowaną, procentowy udział ciepła użytkowego, które zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej, określenie wszystkich rodzajów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej oraz wielkości planowanych nakładów inwestycyjnych znacznej modernizacji w stosunku do wielkości nakładów inwestycyjnych nowej porównywalnej jednostki kogeneracji<sup>11</sup>. W przypadku pozytywnego przejścia przez procedurę prekwalitykacji, wytwórca energii elektrycznej jest dopuszczany do udziału w aukcji na podstawie decyzji administracyjnej wydawanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE)<sup>12</sup>.

Wsparcie w postaci premii kogeneracyjnej udzielane jest na okres maksymalnie 15 lat, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2048 roku<sup>13</sup>.

Ponadto, dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji, których zainstalowana moc elektryczna przekracza 50 MW, ustawa o promowaniu przewiduje mechanizm wsparcia oparty na tzw. premii kogeneracyjnej indywidualnej, która przyznawana jest w drodze systemu quasi-aukcyjnego na podstawie naboru ogłaszanego, nie rzadziej niż raz w roku, przez Prezesa URE. Podobnie jak w systemie aukcyjnym, przed przystąpieniem zainteresowanej jednostki do naboru, Prezes URE przeprowadza na wniosek zainteresowanego podmiotu procedurę prekwalitykacyjną, która w przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia kończy się wydaniem decyzji administracyjnej w przedmiocie dopuszczenia do naboru<sup>14</sup>. Nabór wygrywają uczestnicy, którzy otrzymali najniższą wartość punktową przy uwzględnieniu następujących parametrów: wysokość premii kogeneracyjnej indywidualnej bez uwzględnienia wartości pomocy inwestycyjnej, lokalizację jednostki kogeneracji, w odniesieniu do której zróżnicowanie punktowe ustala się, biorąc pod uwagę uwarunkowania dotyczące lokalizowania jednostek kogeneracji w ramach systemów ciepłowniczych w sposób zapewniający bezpieczeństwo dostaw ciepła dla odbiorców końcowych oraz dążenie do wzrostu liczby efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych oraz wszystkie rodzaje paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej w jednostce kogeneracji – w odniesieniu do których zróżnicowanie punktowe ustala się, biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz ograniczenie emisji zanieczyszczeń<sup>15</sup>.

System ten łączy zatem zarówno elementy systemu aukcyjnego, jak i pewne elementy systemu premii gwarantowanej opartego na spełnieniu określonych kryteriów. Należy jednak zauważyć, że oba systemy ukształtowane są – w stopniu mniejszym (premia kogeneracyjna indywidualna) lub większym (premia kogeneracyjna) – na konkurencji między jednostkami wytwórczymi. Wpisuje się w to powszechne przekonanie o tym, że konkurencyjność rynku to najlepszy środek do osiągnięcia

<sup>11</sup> Art. 18 ustawy o promowaniu.

<sup>12</sup> Art. 19 ustawy o promowaniu.

<sup>13</sup> Art. 4 ust. 2 ustawy o promowaniu.

<sup>14</sup> Art. 45 ustawy o promowaniu.

<sup>15</sup> Art. 49 ust. 2 ustawy o promowaniu.

wydajności (Behrens, 2007, s. 62), z którym trudno polemizować, pamiętając jednak, że badania wskazują na pozytywny wpływ współpracy między konkurentami na wyniki osiągnięte przez uczestników rynku energii (Mucha-Kuś, Zamasz i Sołtysik, 2015, s. 11).

## 2. Problematyka decyzji inwestycyjnej dla nowych jednostek kogeneracji

W kontekście powyższych rozważań należy zauważyć, że na gruncie ustawy o promowaniu włąpliwości budzi ustawowa definicja nowej jednostki kogeneracji, jako że swoim zakresem obejmuje ona jedynie jednostki, co do których decyzję inwestycyjną podjęto po dniu wygrania aukcji (w przypadku jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej od 1 MW do 50 MW) lub po dniu wygrania naboru<sup>16</sup>. Co więcej, wytwórca, który składa wniosek o wypłatę premii kogeneracyjnej, jest zobowiązany przedstawić Prezesowi URE dokumenty potwierdzające, że decyzja inwestycyjna została podjęta po wygranej aukcji<sup>17</sup>. Analogiczny obowiązek ciąży na potencjalnym beneficjencie premii kogeneracyjnej indywidualnej<sup>18</sup>.

Kluczowe znaczenie w tym kontekście ma definicja decyzji inwestycyjnej, zgodnie z którą jest to „rozpoczęcie robót budowlanych związanych z inwestycją albo podjęcie wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych, polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu wstępnych studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej”<sup>19</sup>. Przedmiotowy termin (oraz związane z nim ograniczenie możliwości partycypacji w aukcji lub w naborze na premię kogeneracyjną indywidualną) nie występował pierwotnie na gruncie ustawy o promowaniu – został wprowadzony na mocy nowelizacji z lutego 2019 roku<sup>20</sup>.

Źródłem przyjętego rozwiązania jest zgłoszona w ramach procedury prenotyfikacji uwaga KE, zgodnie z którą Polska powinna zapewnić, aby pomoc dla nowych jednostek spełniała kryterium tzw. efektu zachęty<sup>21</sup>. Efekt zachęty na gruncie unijnych reguł pomocy publicznej rozumiany jest w ten sposób, że pomoc przyznawana przez państwo to konieczny warunek podjęcia przez przedsiębiorcę określonych działań – dotyczy to zarówno wsparcia dla transformacji energetycznej<sup>22</sup>, jak i realizacji innych celów o istotnym znaczeniu dla wspólnoty<sup>23</sup>. Fundamentalne znaczenie efektu zachęty dla dopuszczalności pomocy publicznej zostało podkreślone już w orzeczeniu Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (dalej: TSUE) ws. *Philip Morris Holland BV przeciwko Komisji Wspólnot Europejskich*, gdzie jednoznacznie wskazano, że niedopuszczalna jest interpretacja przepisów traktatowych w sposób dopuszczający płatności na rzecz przedsiębiorstw, jeżeli nie

<sup>16</sup> Art. 2 pkt 14 ustawy o promowaniu.

<sup>17</sup> Art. 27 ust. 1 pkt 1 ustawy o promowaniu.

<sup>18</sup> Art. 51 ust. 1 pkt 1 ustawy o promowaniu.

<sup>19</sup> Art. 2 pkt 3a ustawy o promowaniu.

<sup>20</sup> Ustawa z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniająca ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (DzU 2019, poz. 412), dalej: nowelizacja ustawy o promowaniu.

<sup>21</sup> Uzasadnienie do nowelizacji ustawy o promowaniu, s. 7–8.

<sup>22</sup> Pkt 49 Wytocznych 2014–2020.

<sup>23</sup> Np. pkt 60 wtycznych w sprawie pomocy regionalnej na lata 2014–2020 (Dz. Urz. UE C 249 z dnia 31 lipca 2014 r., s. 1 i n.).

są one konieczne dla osiągnięcia celów uzasadniających przyznaną pomoc<sup>24</sup>. Teza ta znajduje potwierdzenie również w najnowszym orzecznictwie TSUE<sup>25</sup>.

Z formalnego punktu widzenia oznacza to, że pomoc może zostać przyznana, jeżeli wniosek beneficjenta został złożony przed rozpoczęciem realizacji projektu (Postuła i Werner, 2008, s. 189). Na gruncie Wytycznych 2014–2020 przyjęto, że przyznanie wsparcia jest niedopuszczalne, jeżeli przed złożeniem wniosku nastąpiło rozpoczęcie prac nad projektem<sup>26</sup>. Przy czym, rozpoczęcie prac jest w istocie definiowane w sposób identyczny<sup>27</sup> z podjęciem decyzji inwestycyjnej w rozumieniu ustawy o promowaniu.

Innymi słowy, wsparcie dla nowych jednostek kogeneracji zastrzeżone jest jedynie dla tych projektów, które nie zostałyby bez niego zrealizowane, co wyraża się w formalnym wymogu wykazania, że decyzja inwestycyjna dla danej jednostki została podjęta po wygranej aukcji lub naborze. Trudno kwestionować racjonalność uzależnienia dostępu do pomocy publicznej od istnienia efektu zachęty, biorąc pod uwagę, że celem państwowej pomocy nie jest wsparcie przedsiębiorstw (jest to jedynie instrument), a realizacja określonych celów. Wątpliwości budzi natomiast wprowadzenie tego warunku w ramach systemu aukcyjnego i quasi-aukcyjnego, mimo że nie jest on konieczny w przypadku procedur przetargowych zgodnych z zasadami konkurencji<sup>28</sup>. O ile w przypadku systemu naboru na premię kogeneracyjną indywidualną można polemizować, czy można mu przypisać powyższe cechy, o tyle w odniesieniu do aukcji na premię kogeneracyjną zostało to wprost potwierdzone przez KE<sup>29</sup>. Co więcej, KE zatwierdziła polski program pomocowy dla OZE<sup>30</sup>, mimo że nie przewidziano w nim badania efektu zachęty w przypadku mechanizmu aukcyjnego. Prowadzi to do konkluzji, że obowiązujące w Polsce przepisy mają w opisanym zakresie charakter dyskryminacyjny względem wytwórców energii w kogeneracji (porównując ich do wytwórców energii z OZE), co jest o tyle niezrozumiałe, że jedna i druga metoda produkcji energii służy ochronie środowiska i przyczynia się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego.

Abstrahując od zasadności badania efektu zachęty w przypadku procedury przetargowej opartej na zasadach konkurencji, nie jest jasne, kiedy dochodzi do podjęcia decyzji inwestycyjnej. O ile bowiem wyznaczenie rozpoczęcia robót budowlanych lub podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń nie powinno być problematyczne, o tyle sprawa jest bardziej skomplikowana w przypadku innego zobowiązania, które sprawia, że decyzja staje się nieodwracalna. Nieodwracalność inwestycji nie została wyjaśniona ani na gruncie ustawy o promowaniu, ani Wytycznych 2014–2020, a z orzecznictwa TSUE można jedynie wyciągnąć wniosek, że chodzi o sytuację, gdy wycofanie się z projektu stanowiłoby marnotrawstwo zainwestowanych już środków<sup>31</sup> i – w związku z tym – byłoby zachowaniem niezgodnym z logiką prywatnego inwestora (Wojtaczka, 2014, s. 65).

<sup>24</sup> Wyr. TSUE z dnia 17 września 1980 r., C-730/79, Philip Morris Holland BV przeciwko Komisji Wspólnot Europejskich, Zb. Orz. ECR 1980/6/2671, pkt 17.

<sup>25</sup> Wyr. TSUE z dnia 5 marca 2019 r., C-349/17, Eesti Pagar AS przeciwko Ettevõtluse Arendamise Sihtasutus i Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, Zb. Orz. EU:C:2019:172, pkt 63.

<sup>26</sup> Pkt 50 Wytycznych 2014–2020.

<sup>27</sup> Pkt 19(44) Wytycznych 2014–2020.

<sup>28</sup> Pkt 52 Wytycznych 2014–2020.

<sup>29</sup> Dec. Komisji Europejskiej z dnia 15 kwietnia 2019 r. w sprawie programu pomocowego SA.51192 (2019/NN) oraz SA.52530 (2019/N), pkt 138-140. Pozyskano z: [https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_51192](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_51192) (31.08.2020), dalej: decyzja KE SA.51192/SA.52530.

<sup>30</sup> Dec. Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie programu pomocowego SA.43697 (2015/N). Pozyskano z: [https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_43697](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_43697) (31.08.2020).

<sup>31</sup> Wyr. TSUE z dnia 14 maja 2002 r., T-126/99, Graphischer Maschinenbau GmbH v Komisja Europejska, Zb. Orz. ECLI:EU:T:2002:116, pkt. 37.

Jest to więc kwestia wysoce ocenna i wydaje się zasadnym, aby ustawodawca (w porozumieniu z KE) doprecyzował kryteria uznania inwestycji za nieodwracalną. W szczególności pożądanym byłoby określenie dopuszczalnego limitu środków (podanego w proporcji do wartości całej inwestycji), który, na zasadzie fikcji prawnej, wyznaczyłby granicę między inwestycją, z której racjonalny inwestor może się wycofać i taką, w przypadku której jest to już niemożliwe.

Wskazane byłoby także, aby państwo polskie podjęło rozmowy z KE w sprawie stworzenia ustawowego wyjątku dla jednostek kogeneracji realizowanych w formule partnerstwa publiczno-prywatnego (dalej: PPP). W przypadku takich projektów nie jest bowiem, co do zasady, możliwym ubieganie się o wsparcie operacyjne bez uprzedniego zawarcia umowy o PPP (która niewątpliwie stanowi źródło wiążącego zobowiązania powodującego nieodwracalność inwestycji). Co więcej, nowe projekty PPP nie mogą być również kwalifikowane jako istniejące jednostki kogeneracji, jako że w tym przypadku wymagane jest rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej przed dniem 1 stycznia 2019 roku<sup>32</sup>. W konsekwencji można stwierdzić, że projekty PPP zostały wykluczone z mechanizmu pomocowego uregulowanego na gruncie ustawy o promowaniu, co wydaje się nie było celem ustawodawcy.

### 3. Specjalne zasady wsparcia

Ustawa o promowaniu przewiduje dwa wyjątki od opisanych reguł wsparcia dla kogeneracji. Pierwszy wyjątek to przyznanie ustawowej gwarancji wsparcia istniejącym, zmodernizowanym<sup>33</sup> i małym<sup>34</sup> jednostkom w ramach mechanizmu premii gwarantowanej<sup>35</sup> oraz premii gwarantowanej indywidualnej<sup>36</sup>. Drugi natomiast dotyczy jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 300 MW, w przypadku których wsparcie zależne jest od uprzedniej oceny przez KE zgodności przewidzianej pomocy z rynkiem wewnętrznym<sup>37</sup>.

Istotą wsparcia w formie premii gwarantowanej lub premii gwarantowanej indywidualnej jest to, że dostęp do niego zależny jest wyłącznie od spełnienia wskazanych ustawowo kryteriów<sup>38</sup>, a nie od wyniku rywalizacji z innymi potencjalnymi beneficjentami. W przypadku obu tych rodzajów wsparcia, formalną podstawę partycypacji w systemie stanowi decyzja Prezesa URE<sup>39</sup>. Obie formy łączy także okres wsparcia, jako że przysługuje ono co do zasady przez 15 lat od dnia pierwszego wytworzenia energii potwierdzonego świadectwem pochodzenia (w odniesieniu do istniejących jednostek)<sup>40</sup> lub od dnia dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej i wytworzenia energii

<sup>32</sup> Art. 2 pkt 8 ustawy o promowaniu.

<sup>33</sup> Zmodernizowana (mała) jednostka kogeneracji oznacza (małą) jednostkę kogeneracji, która została poddana modernizacji i w której pierwsze wytworzenie energii elektrycznej po modernizacji nastąpiło nie wcześniej niż 1 stycznia 2019 r., gdzie poprzez „modernizację” należy rozumieć proces inwestycyjny mający na celu odtworzenie stanu pierwotnego jednostki lub zmianę jej parametrów użytkowych lub technicznych, o ile wiąże się to z poniesieniem kosztów inwestycyjnych w wysokości 25–50% jak na nową porównywalną jednostkę kogeneracji – art. 2 pkt 43–44 w zw. z art. 2 pkt 13 ustawy o promowaniu.

<sup>34</sup> Mała jednostka kogeneracji oznacza jednostkę kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW – art. 2 pkt 11 ustawy o promowaniu.

<sup>35</sup> Art. 5 ust. 1 ustawy o promowaniu.

<sup>36</sup> Art. 6 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy o promowaniu.

<sup>37</sup> Art. 7 ustawy o promowaniu.

<sup>38</sup> W sposób szczegółowy warunki korzystania ze wsparcia tej formie reguluje art. 29 i n. ustawy o promowaniu (w przypadku premii gwarantowanej) oraz art. 36 i n. ustawy o promowaniu (w przypadku premii gwarantowanej indywidualnej). Najistotniejszym kryterium w kontekście transformacji energetycznej jest emisja dwutlenku węgla na poziomie nie wyższym niż 450 kg na 1 MWh.

<sup>39</sup> Art. 29 ust. 4 ustawy o promowaniu (premia gwarantowana) oraz art. 37 ust. 3 ustawy o promowaniu (premia gwarantowana indywidualna).

<sup>40</sup> Art. 5 ust. 4 ustawy o promowaniu (premia gwarantowana) oraz art. 6 ust. 4 ustawy o promowaniu (premia gwarantowana indywidualna) – zgodnie z przytoczonymi przepisami ostateczna granica czasowa wsparcia dla istniejących jednostek kogeneracji przypada na dzień 31 grudnia 2035 r., mimo że kwalifikacja danej jednostki jako „istniejącej” w rozumieniu ustawy o promowaniu wymaga, aby do pierwszego wytworzenia w niej energii doszło nie później niż 31 grudnia 2018 r., co wskazuje, że w żadnym przypadku 15-letni okres wsparcia nie powinien kończyć się po 31 grudnia 2033 roku.

elektrycznej (w odniesieniu do nowych lub znacznie zmodernizowanych małych jednostek)<sup>41</sup>, z zastrzeżeniem, że w przypadku zmodernizowanych jednostek okres ten wynosi od 5 do 7 lat<sup>42</sup> od dnia pierwszej sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej po zakończeniu modernizacji i dopuszczeniu do systemu<sup>43</sup>. Podstawową różnicą między ww. formami jest to, że premia gwarantowana dedykowana jest małym jednostkom kogeneracji oraz istniejącym i zmodernizowanym jednostkom o mocy zainstalowanej elektrycznej od 1 do 50 MW, podczas gdy beneficjentami premii gwarantowanej indywidualnej mogą być jedynie wytwórcy energii w istniejących i zmodernizowanych jednostkach kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW. Ponadto wartość premii gwarantowanej stanowi iloczyn jednostkowej stawki określonej w przepisach wykonawczych do ustawy o promowaniu<sup>44</sup> oraz ilości wytworzonej energii elektrycznej<sup>45</sup>, podczas gdy wartość premii gwarantowanej indywidualnej oblicza Prezes URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórcę (w szczególności prognozowanych przychodów i kosztów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji), z zastrzeżeniem, że nie może ona przekroczyć wartości maksymalnej określonej w przepisach wykonawczych<sup>46</sup>.

Uprzywilejowanie małych jednostek jest konieczne, aby zapewnić środki na ich funkcjonowanie bez barier ograniczających możliwość partycypacji w mechanizmie pomocowym o konkurencyjnym charakterze<sup>47</sup>. Jednocześnie kształtowanie odrębnych reguł wsparcia dla instalacji o mocy do 1 MW jest akceptowalne przez KE<sup>48</sup>. Nie jest to zresztą nowością na gruncie prawa polskiego – przepisy regulujące pomoc dla OZE także przewidują specjalne gwarancje ustawowe (w postaci możliwości sprzedaży energii po stałej cenie lub prawa do pokrycia ujemnego salda) dla instalacji wykorzystujących określone surowce, których moc nie przekracza wyznaczonego pułapu<sup>49</sup>. Wynika to z faktu, że reżim aukcyjny wiąże się z ryzykiem i kosztami, których mniejsi wytwórcy nie są w stanie ponieść, wliczając w to koszty profesjonalnej obsługi prawnej (Trupkiewicz, 2020, s. 953).

Trudniej natomiast uzasadnić przyjęcie specjalnych reguł wsparcia dla istniejących i zmodernizowanych jednostek o mocy przekraczającej 1 MW, jako że brak jest podstawy dla takich rozwiązań w wytycznych 2014–2020, jak również przekonujących argumentów dotyczących gorszej pozycji rynkowej doświadczonych wytwórców. Ustawodawca posłużył się w tym zakresie argumentem o charakterze funkcjonalnym, wskazując, że poddanie tych jednostek zasadom konkurencji mogłoby stworzyć ryzyko, że nie wygrają aukcji i nie będą w stanie utrzymać produkcji energii na dotychczasowym poziomie<sup>50</sup>. Wydaje się, że jedynie zagrożenie eliminacją z rynku jednostek opalanych paliwami gazowymi i – w konsekwencji – zwiększenie produkcji

<sup>41</sup> Art. 5 ust. 5 pkt 1 i 2 ustawy o promowaniu.

<sup>42</sup> Okres wydłuża się wraz ze wzrostem wysokości kosztów inwestycyjnych w proporcji do kosztów, których poniesienie byłoby konieczne na porównywalną nową jednostkę kogeneracji.

<sup>43</sup> Art. 5 ust. 2 i 6 ustawy o promowaniu (premia gwarantowana) oraz art. 6 ust. 3 ustawy o promowaniu (premia gwarantowana indywidualna).

<sup>44</sup> Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 21 sierpnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2019 oraz 2020 (DzU 2019 r., poz. 1671, ze zm.), dalej: przepisy wykonawcze.

<sup>45</sup> Art. 31 ust. 3 pkt 5-8 ustawy o promowaniu.

<sup>46</sup> Art. 38 ustawy o promowaniu.

<sup>47</sup> Uzasadnienie do ustawy o promowaniu, s. 13.

<sup>48</sup> Pkt 127 Wytycznych 2014–2020.

<sup>49</sup> Art. 70a ust. 1–3 ustawy o OZE.

<sup>50</sup> Uzasadnienie do ustawy o promowaniu, s. 14.

w jednostkach opalanych paliwami stałymi (węglem) lub zwiększenie poziomu odrębnej produkcji ciepła i energii elektrycznej przekonało KE do zaakceptowania tego elementu mechanizmu pomocowego<sup>51</sup>.

#### IV. Dopłaty dla kogeneracji a zwrot ujemnego salda dla instalacji OZE

Na koniec należy zwrócić uwagę na różnicę w podejściu ustawodawcy do formy udzielania wsparcia dla jednostek kogeneracji oraz instalacji OZE. O ile reguły warunkujące dostęp do pomocy ukształtowane są w podobny sposób na gruncie ustawy o OZE i ustawy o promowaniu, o tyle sama pomoc przybiera odmienną formę w obu przypadkach.

Każdy rodzaj premii dla kogeneracji stanowi rodzaj dopłaty do prowadzonej działalności, której wysokość (zależna od ilości wyprodukowanej energii elektrycznej) wynika albo z oferty aukcyjnej, albo z przepisów prawa, albo obliczeń Prezesa URE (Szopiński, 2020). Na gruncie ustawy o OZE, głównym instrumentem wsparcia<sup>52</sup> jest natomiast prawo do pokrycia ujemnego salda, tj. prawo do pokrycia różnicy między (i) rynkową wartością sprzedanej energii elektrycznej oraz (ii) jej wartością wynikającą z ceny wskazanej w ofercie aukcyjnej danego wytwórcy (zakładając, że pierwsza ze wskazanych wartości jest niższa)<sup>53</sup>. Co więcej, jeżeli w danym miesiącu powstanie dodatnie saldo (ze względu na wyższą wartość ceny rynkowej od ceny aukcyjnej), to powinno ono zostać rozliczone z ewentualnym przyszłym ujemnym saldem, a w przypadku gdyby nie mogło ono zostać rozliczone do końca 15-letniego okresu wsparcia – wytwórca zobowiązany jest do jego zwrotu<sup>54</sup>. Nie jest więc wykluczone, że ostatecznie żadne wsparcie nie zostanie wypłacone wytwórcy (Muszyński, 2020, s. 1040), a nawet możliwa jest sytuacja, w której rzekomy beneficjent będzie *de facto* podmiotem obciążonym.

Zaletą rozwiązania przyjętego na gruncie ustawy o OZE jest bezpieczeństwo wytwórcy, któremu gwarantuje się określoną cenę sprzedawanej energii elektrycznej niezależnie od wahań jej rynkowej wartości. Należy jednak podkreślić, że Prezes URE nie kupuje energii od zwycięzcy aukcji (Pokrzywniak, 2016) i to na wytwórcy ciąży obowiązek znalezienia nabywcy energii wyprodukowanej w instalacji OZE<sup>55</sup>. System wsparcia dla kogeneracji gwarantuje jednak wytwórcom dopłatę o określonej wysokości, co jest szczególnie korzystne w przypadku wzrostu cen energii. Dodatkowo, konstrukcja mechanizmu wsparcia dla kogeneracji eliminuje ryzyko, że wytwórca będzie zobowiązany do dokonania określonych płatności po zakończeniu premiowanego okresu.

Biorąc pod uwagę, że produkcja energii z OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji objęta jest systemem pomocowym z tego samego powodu, tj. ze względu na to, że przyczynia się do poprawy jakości środowiska oraz efektywniejszego wykorzystania istniejących zasobów energetycznych, zasadne jest stworzenie wytwórcom możliwości wyboru formy korzystania ze wsparcia.

<sup>51</sup> Dec. KE SA.51192/SA.52530, pkt 175.

<sup>52</sup> Stwierdzenie to dotyczy aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, jako że na gruncie ustawy o OZE zostały uregulowane różne mechanizmy pomocowe dla zielonej energetyki, w tym świadectwa pochodzenia energii z odnawialnych źródeł (art. 44 ust. 1 ustawy o OZE).

<sup>53</sup> Art. 92 ust. 5 w zw. z art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy o OZE.

<sup>54</sup> Art. 93 ust. 12 ustawy o OZE.

<sup>55</sup> Ustawa o OZE przewiduje jednak gwarancję zakupu energii z instalacji OZE, która była objęta zwycięską ofertą, przez sprzedawcę zobowiązanego. Dotyczy to wyłącznie instalacji o mocy poniżej 500 kW – art. 82 ust. 1 ustawy o OZE.

Na gruncie obecnie obowiązujących przepisów, wybór taki istnieje jedynie w odniesieniu do jednostek wysokosprawnej kogeneracji, które do produkcji energii wykorzystują wyłącznie odnawialne źródła, np. biomasę, jako że w takim przypadku wytwórca może zdecydować czy chce korzystać ze wsparcia uregulowanego w ustawie o promowaniu, czy w ustawie o OZE. Wydaje się, że wytwórcy, jako podmioty profesjonalne, powinni być w stanie dokonać oceny, która z tych form pozwoli im na efektywniejsze działanie na rynku i zapewni ciągłość produkcji energii na określonym poziomie. W związku z tym brakuje racjonalnego powodu utrzymania istniejącego stanu prawnego w tym zakresie.

## V. Podsumowanie

Należy pozytywnie ocenić stworzenie dedykowanego systemu wsparcia dla kogeneracji, biorąc pod uwagę korzystne skutki tej technologii dla polskiej transformacji energetycznej. Podobnie jak w przypadku OZE, wydaje się, że zalety jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej warte są określonego obciążenia dla budżetu państwa związanego ze świadczoną pomocą publiczną. W tym kontekście należy wymienić wzrost udziału OZE w krajowym miksie energetycznym oraz efektywniejsze, w porównaniu z odrębną produkcją energii elektrycznej i ciepłej, wykorzystanie surowców, co jest szczególnie istotne w sytuacji kurczących się zasobów węgla i wysokich kosztów importu gazu.

Dopiero z perspektywy czasu możliwe będzie dokonanie pełnej oceny skuteczności rozwiązań przyjętych na gruncie ustawy o promowaniu. Niemniej, wydaje się, że obecnie system został prawidłowo skonstruowany legislacyjnie. Przede wszystkim, zgodnie z regulacjami prawa unijnego, oparty został na konkurencji między wytwórcami energii, co zapewnia jego transparentność oraz efektywność ekonomiczną. Jednocześnie zaś została stworzona gwarancja pomocy dla małych jednostek, które często nie są zdolne do konkurencji na warunkach rynkowych oraz dla istniejących jednostek, co znacznie zwiększa prawdopodobieństwo utrzymania przez nie produkcji na dotychczasowym poziomie. Na jednoznacznie pozytywną ocenę zasługuje wprowadzenie bariery dla udziału w systemie w postaci maksymalnego pułapu emisji dwutlenku węgla na poziomie 450 kg na 1 MWh, co jest kolejnym krokiem w kierunku dekarbonizacji Polski.

Powyższe nie oznacza jednak, że ustawa o promowaniu wolna jest od wad. Przykładowo niezrozumiałym jest przyjęcie, że w aukcjach na premię kogeneracyjną mogą brać udział jedynie jednostki, co do których decyzję inwestycyjną podjęto już po dniu przeprowadzeniu aukcji. Wytyczne 2014–2020 nie przewidują bowiem wymogu badania efektu zachęty w przypadku procedur przetargowych o charakterze konkurencyjnym. Różnicuje to również pozycję wytwórców energii z OZE i w kogeneracji. Co więcej, sama definicja „decyzji inwestycyjnej” jest niejasna i nie wskazuje precyzyjnie, do jakiego etapu inwestor może podejmować działania bez ryzyka wykluczenia z systemu. W naszej ocenie, ustawodawca powinien również wprowadzić zmiany do ustawy o OZE i ustawy o promowaniu, dzięki którym wytwórcy mogliby zdecydować czy chcą korzystać ze wsparcia w formie zwrotu ujemnego salda, czy dopłaty o określonej wysokości.



## Bibliografia

- Bałdowski, M. (2017). Controversies Concerning the Interpretation of State Resources as a Prerequisite of State Aid: an Illustration Using the Example of Polish Green Certificates and the Auction System. *Adam Mickiewicz University Law Review*, 7.
- Behrens, P. (2007). Teoretyczne i praktyczne problemy stosowania instrumentów ekonomicznych w prawie kartelowym. W: C. Banasiński, E. Stawicki (red.), *Konkurencja w gospodarce współczesnej*. Warszawa: UOKiK.
- IEA. (2008). *Combined Heat and Power – Evaluation the benefits of greater global investment*, 2008. International Energy Agency. Pozyskano z: <https://webstore.iea.org/combined-heat-and-power>.
- KE. (2016). *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia*. Bruksela: Komisja Europejska.
- Kalam, A., King, A., Moret, E. i Weerasinghe, U. (2012). Combined heat and power systems: economic and policy barriers to growth. *Chemistry Central Journal*, 6.
- Król, A. (2018). Polski system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji z perspektywy unijnych zasad udzielania pomocy państwa. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 8.
- Matuszewska, D., Kuta, M. i Górski, J. (2016). Cogeneration – development and prospect in Polish energy sector. *Energy and fuels*, 2016. Pozyskano z: [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2017/02/e3sconf\\_ef2017\\_01021/e3sconf\\_ef2017\\_01021.html](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2017/02/e3sconf_ef2017_01021/e3sconf_ef2017_01021.html) (29.08.2020).
- Mirek, I. (2014). Komentarz do dyrektywy 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej. W: K. Lasiński-Sulecki (red.), *Akcyza w prawie Unii Europejskiej. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Mucha-Kuś, K., Zamasz, K. i Sołtysik, M. (2015). *Innowacyjne strategie kooperacyjnych zachowań uczestników rynku energii*. Pozyskano z: [http://www.ipa-instytut.pl/lib/qrghec/Innowacyjne-strategie-kooperacyjnych-zachowan-uczestnikow-ryнку-energii\\_MuchaKus\\_Zamasz\\_Soltysik-iqcwrq1.pdf](http://www.ipa-instytut.pl/lib/qrghec/Innowacyjne-strategie-kooperacyjnych-zachowan-uczestnikow-ryнку-energii_MuchaKus_Zamasz_Soltysik-iqcwrq1.pdf) (10.09.2020).
- Muszyński, I. (2020). Komentarz do art. 93. W: M. Czarnecka, T. Oglódek (red.), *Prawo energetyczne. Ustaw o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Paska, J. i Surma, T. (2019). Nowy system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. *Przegląd Elektrotechniczny*, 10.
- Pokrzywniak, J. (2016). Komentarz do art. 73. W: J. Baehr, P. Lissoń, M. Szambelańczyk (red.), *Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Postuła, I. i Werner, A. (2008). *Prawo pomocy publicznej*. Warszawa: LexisNexis.
- PTEZ. (2019). Raport o kogeneracji w ciepłownictwie, 2019. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/1b0d1dfe-9ad4-4e78-a895-21f8413b85d0> (29.08.2020).
- Szopiński, W. (2020). *Aspekty prawne wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji*. Pozyskano z: <https://nowa-energia.com.pl/2020/02/17/aspekty-prawne-wsparcia-dla-wysokosprawnej-kogeneracji/> (2.09.2020).
- Szostakowska, M. (2016). Art. 3; Art. 9l. W: M. Swora, Z. Muras (red.), *Prawo energetyczne, Tom I, Komentarz do art. 1-11s (410-413 oraz 1244-1269)*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Trupkiewicz, M. (2020). Komentarz do art. 70b. W: M Czarnecka, T. Oglódek (red.), *Prawo energetyczne. Ustaw o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Wojtaczka, B. (2014). O efekcie zachęty w prawie pomocy publicznej. *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 9(3).

Paweł K. Domagała\*

## Pozyskanie nowego klienta przez sprzedawcę energii

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Pozyskanie danych potencjalnego klienta
- III. Przekazanie ofert zawarcia umowy
- IV. Zawarcie umowy sprzedaży energii
- V. Podsumowanie

### Streszczenie

Od rozpoczęcia stosowania ogólnego rozporządzenia o ochronie danych znacząco zwiększyła się świadomość w zakresie obowiązków związanych z pozyskiwaniem i wykorzystywaniem danych osobowych. W niniejszym opracowaniu przedstawiony zostanie proces pozyskania nowego klienta przez sprzedawcę energii w Polsce, a także w jaki sposób polskie ustawy oraz RODO wpływają na realizację tego procesu i z jakim obostrzeniami muszą się liczyć sprzedawcy energii. Proces zostanie przedstawiony w ramach trzech etapów: pozyskania danych potencjalnego klienta, przekazania oferty zawarcia umowy sprzedaży energii oraz zawarcia takiej umowy. Wskazane zostaną także najważniejsze obowiązki ciążące na sprzedawcy energii w ramach realizacji procesu pozyskiwania nowych klientów. Ponadto podjęta zostanie próba ustalenia wpływu obecnie procedowanych przepisów na kształt procesu sprzedaży energii.

**Słowa kluczowe:** sektor energetyczny; sprzedaż energii; pozyskanie klienta; marketing; RODO.

**JEL:** K12, K21, K32, K33

## I. Wprowadzenie

Od rozpoczęcia stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE<sup>1</sup> znacząco zwiększyła się świadomość w zakresie obowiązków związanych z pozyskiwaniem i wykorzystywaniem danych osobowych. Takie obowiązki ciążą także na przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się sprzedażą ciepła, energii elektrycznej czy paliw gazowych. Wspomniane podmioty muszą sprawnie radzić sobie ze stale zmieniającym się otoczeniem prawnym, które

\* Prawnik, Inspektor Ochrony Danych w spółce energetycznej; specjalista ds. ochrony danych osobowych w Jamano sp. z o.o.; doktorant przy Katedrze Prawa Cywilnego i Prawa Prywatnego Międzynarodowego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4602-3702>.

<sup>1</sup> Dz. Urz. UE z 2016 r. Nr L 119/1 (dalej jako: RODO).

w istotny sposób wpływa na sposób ich funkcjonowania i pozyskiwania klientów, w praktyce decydując o wielkości ich zysku.

W ramach liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce, od 1 lipca 2007 r. gospodarstwa domowe (odbiorcy indywidualni) oraz podmioty gospodarcze (odbiorcy biznesowi) otrzymały możliwość zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz paliw gazowych. Wspomniana zmiana została dokonana na mocy ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska<sup>2</sup>. Przywołana ustawa wprowadziła do ustawy – Prawo energetyczne<sup>3</sup> przepis art. 4j, zgodnie z którym odbiorca końcowy ma prawo zakupu energii elektrycznej lub paliwa gazowego od wybranego przez siebie sprzedawcy. Przedstawiona zmiana była m.in. wyrazem implementacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej<sup>4</sup>, której celem było stworzenie wolnego wspólnotowego rynku energii elektrycznej. Zasady dotyczące wspólnotowego rynku energii elektrycznej zostały w późniejszym czasie dookreślone poprzez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE<sup>5</sup>. W ramach jej implementacji uchwalono w Polsce ustawę z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw<sup>6</sup>.

Wspomniane zmiany zniosły dotychczasową geograficzną rejonizację, skutkującą przypisaniem odbiorców energii elektrycznej oraz paliw gazowych (gospodarstw domowych oraz podmiotów gospodarczych) do ogólnie określonego sprzedawcy. Niewątpliwie była to szansa dla odbiorców energii elektrycznej oraz paliw gazowych. Niestety kolejne lata pokazały, że na skutek działalności nieuczciwych sprzedawców energii elektrycznej lub paliw gazowych (Domagała, 2019, s. 39) oraz w przypadku zaprzestania sprzedaży przez podmioty o słabszej pozycji rynkowej (Domagała, 2019a, s. 139–140), przywołane przekształcenia stały się także zagrożeniem dla odbiorców końcowych energii elektrycznej oraz paliw gazowych. Bezspornie przedstawione zmiany były wyzwaniem dla sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych – zarówno byłych gigantów państwowych, jak i nowych podmiotów. Liberalizacja rynku energii w Polsce istotnie zmieniła sposób funkcjonowania i pozyskiwania klientów przez sprzedawców energii elektrycznej paliw gazowych czy ciepła, wymuszając na nich wykazanie większej aktywności, żeby skutecznie pozyskiwać nowych klientów.

Celem niniejszego artykułu jest analiza procesu pozyskiwania nowych klientów przez przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się sprzedażą ciepła, energii elektrycznej czy paliw gazowych, w kontekście ryzyka naruszenia przez nie prywatności oraz ochrony danych osobowych odbiorców indywidualnych lub przedstawicieli odbiorców biznesowych, czy też zakłócenia działalności w przypadku odbiorców biznesowych. W ramach powyższego przedstawione zostaną działania podejmowane od momentu pozyskania danych potencjalnego klienta, aż do podpisania z nim umowy. Ponadto wskazane zostaną działania handlowców oraz agentów, na które powinny w szczególności zwrócić uwagę przedsiębiorstwa energetyczne, nadzorując osoby oraz podmioty

<sup>2</sup> DzU z 2005 Nr 62, poz. 552.

<sup>3</sup> DzU z 1997 Nr 54, poz. 348 ze zm. (dalej jako: pr. energetyczne).

<sup>4</sup> Dz. Urz. UE z 2003 r. Nr L 176/37.

<sup>5</sup> Dz. Urz. UE z 2009 r. Nr L 211/55.

<sup>6</sup> DzU z 2010 Nr 21, poz. 104.

działające w ich imieniu. W ramach niniejszego opracowania przedstawiony zostanie wpływ regulacji prawnych oraz stanowisk organów nadzorczych (Prezesa UOKiK, Prezesa UKE, Prezesa UODO) na proces pozyskiwania nowych klientów przez przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce. Natomiast w podsumowaniu artykułu wskazane zostaną najważniejsze obowiązki ciążyące na sprzedawcach energii elektrycznej, paliw gazowych czy ciepła. Dodatkowo w ramach podsumowania przedstawione zostaną obecnie projektowane zmiany w przepisach, które w przyszłości mogą mieć istotny wpływ na przebieg procesu ofertowania.

## II. Pozyskanie danych potencjalnego klienta

Proces pozyskania przez przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej, paliw gazowych czy ciepła, nowego klienta może być przeprowadzony w niezwykle różnorodny sposób. Liczne różnice występują w przypadku ofertowania odbiorców tak indywidualnych (gospodarstwa domowe), jak i biznesowych (podmioty gospodarcze). W praktyce dla samych odbiorców biznesowych łatwo można by wyróżnić ponad 20 różnych sposobów przebiegu procesu ofertowania. Oczywiście w takim przypadku wspomniane sposoby będą miały wspólne elementy, dlatego opisywanie każdego z nich, ze względu na liczne powtórzenia, miałyby się z celem. Można jednak wskazać, że proces ofertowania co do zasady składa się z trzech etapów: pozyskania danych potencjalnego klienta, przekazania oferty zawarcia umowy sprzedaży oraz zawarcia takiej umowy. W związku z powyższym w praktyce najłatwiej będzie opisać proces ofertowania, określając różne sposoby postępowania w ramach wspomnianych etapów, co zostanie uczynione na przykładzie działalności sprzedawców energii elektrycznej. Należy zaznaczyć, że proces ofertowania może być skierowany także do obecnych klientów, w takim przypadku jego celem będzie utrzymanie obecnego klienta.

Proces pozyskania nowego klienta zaczyna się co do zasady od pozyskania jego danych. Wspomniane dane sprzedawca energii elektrycznej może pozyskać na wiele różnorodnych sposobów, np. odwiedzając potencjalnego klienta w jego domu lub siedzibie, w ramach akcji marketingowej, wystawiając formularz kontaktowy na stronie internetowej, przeglądając strony internetowe lub ogólnodostępne rejestry publiczne takie jak KRS czy CEIDG, a także pozyskując bazy danych od podmiotów zajmujących się ich tworzeniem. Jak zostało wskazane powyżej, sprzedawca energii elektrycznej może pozyskiwać dane potencjalnych klientów w różnorodny sposób, jednak musi on mieć na uwadze, że pozyskiwanie danych osobowych osób fizycznych związane jest z obowiązkami dot. przetwarzania danych osobowych, wskazanymi na gruncie RODO.

Należy zaznaczyć, że z pozyskaniem danych osobowych będziemy mieli do czynienia w przypadku pozyskiwania danych dotyczących odbiorców zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Czasami można się spotkać ze stanowiskiem, jakoby w przypadku ofertowania odbiorców biznesowych nie dochodziło do przetwarzania danych osobowych, ponieważ zgodnie z motywem 14 RODO nie reguluje ono przetwarzania danych dotyczących osób prawnych, w szczególności przedsiębiorstw będących osobami prawnymi. Należy jednak wskazać, że wśród odbiorców biznesowych występują jednoosobowe działalności gospodarcze<sup>7</sup> oraz spółki cywilne<sup>8</sup>, których dane na gruncie

<sup>7</sup> W przypadku jednoosobowych działalności gospodarczych mamy do czynienia z osobą fizyczną prowadzącą działalność gospodarczą, dlatego dane dotyczące takich działalności w praktyce będą danymi dotyczącymi osoby fizycznej, która prowadzi taką działalność.

<sup>8</sup> Spółka cywilna na gruncie polskich przepisów nie posiada osobowości prawnej. Nie stanowi więc samodzielnego podmiotu prawa, dlatego podmiotami wszelkich praw i obowiązków są wspólnicy spółki cywilnej, a dane dotyczące spółki cywilnej w praktyce będą danymi dotyczącymi wspólników spółki.

RODO należy traktować jak dane osobowe osoby fizycznej, dlatego przetwarzanie ich danych będzie podlegało przepisom RODO (Litwiński, 2018, s. 135–136). Ponadto w czerwcu 2020 r. na stronie internetowej Urzędu Ochrony Danych Osobowych<sup>9</sup> pojawiło się stanowisko, zgodnie z którym do przetwarzania danych osobowych osób fizycznych pełniących funkcję członków organów osoby prawnej, a także pełnomocników oraz pracowników takiej osoby prawnej będzie należało stosować przepisy RODO<sup>10</sup>. Powyższe oznacza, że w praktyce w ramach ofertowania odbiorców biznesowych także będzie dochodziło do pozyskiwania i przetwarzania danych osobowych.

W sytuacji pozyskania danych osobowych na sprzedawcy energii elektrycznej, jako administratorze danych osobowych, będzie ciążyła realizacja obowiązku informacyjnego uregulowanego w art. 13–14 RODO. W ramach wspomnianego obowiązku informacyjnego podmiot pozyskujący dane osobowe musi poinformować podmiot danych o sposobie przetwarzania jego danych osobowych. W przypadku pozyskania danych osobowych bezpośrednio od potencjalnego klienta sprzedawca energii elektrycznej będzie musiał przekazać informacje wskazane w art. 13 RODO. Natomiast w przypadku pozyskania danych osobowych z innego źródła niż potencjalny klient (np. strona internetowa, zewnętrzna baza danych czy CEIDG) sprzedawca energii elektrycznej będzie musiał przekazać informacje wymagane przez art. 14 RODO. Wspomniany obowiązek informacyjny bardzo często jest realizowany warstwowo, np. poprzez umieszczenie skróconej klauzuli informacyjnej w treści umowy, oferty lub formularza zgód na kontakt marketingowy<sup>11</sup>. W takim przypadku potencjalny klient w ramach realizacji obowiązku informacyjnego na gruncie art. 13 RODO otrzymuje informacje o tożsamości sprzedawcy energii elektrycznej, który przetwarza jego dane osobowe, celach ich przetwarzania, przysługujących jemu prawach oraz sposobie, w jaki może uzyskać szczegółowe informacje o sposobie przetwarzania jego danych osobowych (np. link do strony internetowej, na której umieszczono pełną treść obowiązku informacyjnego). Natomiast w przypadku realizacji obowiązku informacyjnego na gruncie art. 14 RODO powyższe informacje zostają uzupełnione o sposób pozyskania danych (źródło danych) oraz kategorie pozyskanych danych (np. dane identyfikacyjne oraz dane kontaktowe danego podmiotu). Przygotowując treść klauzuli informacyjnej, sprzedawca energii elektrycznej musi pamiętać o tym, że RODO wymaga, aby była ona napisana w zwięzły, przejrzysty oraz zrozumiały sposób, jasnym i prostym językiem (Bielak-Jomaa i Lubasz, 2017, s. 506).

Przedstawione obowiązki informacyjne na gruncie art. 13–14 RODO, a w szczególności obowiązek poinformowania potencjalnego klienta (podmiotu danych) o tożsamości administratora danych osobowych, przyczyniły się do ograniczenia nieuczciwej praktyki niektórych sprzedawców energii elektrycznej, polegającej na podawaniu się przez handlowców wspomnianych podmiotów za przedstawicieli dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej. W ramach wspomnianej praktyki, skierowanej na mniej świadomych odbiorców indywidualnych, odbiorca energii elektrycznej miał podpisywać gwarancję niskiej ceny, która miała być dla niego nagrodą za terminowe opłacanie rachunków. Należy wskazać, że już wcześniej do istotnego ograniczenia stosowania powyższej praktyki przez przedstawicieli sprzedawców energii elektrycznej przyczynił się Prezes UOKiK, nakładając na sprzedawców energii elektrycznej kary za stosowanie praktyk

<sup>9</sup> Urząd Ochrony Danych Osobowych (UODO) wspiera Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych (polski organ nadzorczy w sprawach ochrony danych osobowych) i zapewnia wykonywanie jego zadań.

<sup>10</sup> *Co z obowiązkiem informacyjnym wobec członków zarządu osób prawnych?* Pozyskano z: [www.uodo.gov.pl/pl/225/1577](http://www.uodo.gov.pl/pl/225/1577) (15.08.2020).

<sup>11</sup> Zob. Wytoczne Grupy Roboczej art. 29 w sprawie przejrzystości na mocy rozporządzenia 2016/679 (WP260).

naruszających zbiorowe interesy konsumentów<sup>12</sup>. Wspomniana praktyka była najczęściej stosowana przez nierzetelnych agentów oraz handlowców działających na rzecz sprzedawców energii elektrycznej. Jednak brak odpowiedniego nadzoru nad wspomnianymi podmiotami w żadnym stopniu nie zwalniał sprzedawców energii elektrycznej z odpowiedzialności za działania podmiotów działających w ich imieniu, w wyniku czego na takich sprzedawców były nakładane kary przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy okazji których nakładany był obowiązek zwiększenia nadzoru nad działalnością agentów, działających w imieniu i na rzecz danego sprzedawcy energii elektrycznej<sup>13</sup>.

Sprzedawca energii elektrycznej w ramach procesu ofertowania może wykorzystywać także własne bazy danych klientów, byłych klientów czy potencjalnych klientów. W takim przypadku wspomniany sprzedawca nie będzie musiał pozyskiwać danych potencjalnego klienta, a tym samym nie będzie zobowiązany do realizacji obowiązku informacyjnego, o którym mowa w art. 13–14 RODO, o ile wcześniej taki obowiązek zrealizował, a w sposobie przetwarzania jego danych osobowych nie doszło do istotnych zmian (Bielak-Jomaa i Lubasz, 2017, s. 505–506).

### III. Przekazywanie ofert zawarcia umowy

Kolejnym etapem w procesie ofertowania jest przekazanie potencjalnemu klientowi oferty zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. W praktyce taka oferta może zostać przekazana potencjalnemu klientowi w ramach osobistego spotkania, rozmowy telefonicznej albo za pośrednictwem poczty elektronicznej, strony internetowej, kuriera lub poczty tradycyjnej. Jednak w przypadku przekazywania oferty za pośrednictwem poczty elektronicznej, wiadomości SMS lub w ramach rozmowy telefonicznej sprzedawca musi dokonać tego w zgodzie z przepisami art. 10 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną<sup>14</sup> oraz art. 172 ustawy z dnia 16 lipca 2004 r. – Prawo telekomunikacyjne<sup>15</sup>, które wymagają pozyskania uprzedniej zgody użytkownika (potencjalnego klienta) na przekazywanie informacji handlowych lub marketingowych (w tym ofert zawarcia umowy) z wykorzystaniem wymienionych środków komunikacji.

Można spotkać się z opiniami, jakoby wspomniane przepisy regulowały tę samą materię, jednak ich analiza pokazuje, że omawiane przepisy regulują odrębne kwestie. Celem wprowadzenia art. 10 ustawy była implementacja art. 13 ust. 1 dyrektywy 2002/58/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 lipca 2002 r. dotyczącej przetwarzania danych osobowych i ochrony prywatności w sektorze łączności elektronicznej<sup>16</sup> w zakresie wykorzystywania środków komunikacji elektronicznej (np. poczty elektronicznej) w ramach marketingu bezpośredniego. Natomiast celem wprowadzenia art. 172 pt ustawy była transpozycja art. 13 ust. 1 dyrektywy 2002/58 w zakresie wykorzystywania automatycznych systemów wywołujących w ramach marketingu bezpośredniego. Równolegle art. 172 pt stanowił implementację art. 10 dyrektywy 2002/65/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 września 2002 r. dotyczącej sprzedaży konsumentom usług finansowych na odległość

<sup>12</sup> Zob. dec. Prezesa UOKiK z 30.12.2016 r., nr DDK-25/2016; dec. Prezesa UOKiK z 14.02.2017 r., nr RGD-1/2017; dec. Prezesa UOKiK z 27.12.2017 r., nr DDK-9/2017; dec. Prezesa UOKiK z 28.12.2017 r., nr RGD-7/2017 oraz decyzja Prezesa UOKiK z 29.12.2017 r., nr DDK-11/2017.

<sup>13</sup> Zob. dec. Prezesa UOKiK z 28.12.2017 r., nr RGD-7/2017 oraz dec. Prezesa UOKiK z 29.12.2017 r., nr DDK-11/2017.

<sup>14</sup> DzU 2002 Nr 144, poz. 1204, ze zm. (dalej jako: uśude).

<sup>15</sup> DzU 2004 Nr 171, poz. 1800. (dalej jako: pt).

<sup>16</sup> Dz. Urz. WE z 2002 r. Nr L 201/37 (dalej jako: dyrektywa 2002/58).

oraz zmieniającej dyrektywę Rady 90/619/EWG oraz dyrektywy 97/7/WE i 98/27/WE<sup>17</sup>, który dla zastosowania automatycznych systemów wywołujących w kontaktach z konsumentem, wymagał jego uprzedniej zgody.

W ramach stosowania art. 10 uśude powstały problemy interpretacyjne, w zakresie dopuszczalności kierowania informacji handlowych w relacjach obustronnie biznesowych, w przypadku zamieszczenia przez przedsiębiorcę adresu poczty elektronicznej na jego stronie internetowej. Wspomniane problemy interpretacyjne doprowadziły do interwencji ustawodawcy, który postanowił dookreślić omawiany art. 10 uśude, wprost wskazując, że zakaz przesyłania środkami komunikacji elektronicznej niezamówionej informacji handlowej dotyczy osób fizycznych<sup>18</sup>. Niestety przedstawiona nowelizacja art. 10 uśude przyczyniła się do powstania nowych wątpliwości, które dotyczyły tego czy omawiany zakaz przesyłania niezamówionej informacji handlowej obejmuje także wiadomości przesyłane na adresy mailowe działalności gospodarczych (w ich przypadku mamy do czynienia z osobą fizyczną prowadzącą działalność gospodarczą) oraz imienne adresy mailowe pracowników (np. pawel.domagala@jmano.pl). W obu przypadkach wykładnia językowa wskazywałaby na to, że zostały one objęte analizowanym zakazem. Jednak odwołując się do uzasadnienia projektu ustawy, która zmieniła treść art. 10 uśude, należałoby wskazać, że celem ustawodawcy było umożliwienie kontaktów dwustronnie biznesowych, dlatego omawiany zakaz przesyłania niezamówionej informacji handlowej nie powinien obejmować korespondencji mailowej kierowanej do działalności gospodarczych. Bardziej problematyczna jest analiza czy zakaz zawarty w art. 10 uśude dotyczy także służbowych adresów mailowych zawierających imię i nazwisko pracownika. Bezpieczniejszym rozwiązaniem byłoby uznanie, że omawiany zakaz przesyłania niezamówionej informacji handlowej dotyczy ogółu informacji handlowych przesyłanych na imienne adresy mailowe pracowników. Jednak w ramach analizowanego przepisu można by zaproponować bardziej liberalne rozwiązanie, w ramach którego dopuszczalne byłoby kierowanie na omawiane adresy mailowe informacji handlowych, których adresatem jest pracodawca. Natomiast zakazane byłoby przesyłanie informacji handlowych skierowanych do pracownika. Z powyższymi wątpliwościami nie mielibyśmy do czynienia, gdyby w ramach wspomnianej nowelizacji art. 10 uśude posłużono się terminem „konsumenta” zamiast „osoby fizycznej”, co było planowane w trzech wcześniejszych projektach nowelizacji<sup>19</sup>. Niestety ostatecznie postanowiono wykorzystać w art. 10 uśude pojęcie „osoby fizycznej”, co zrodziło przedstawione wątpliwości. Jednak przywołane uzasadnienia do projektów nowelizacji jasno wskazują, że intencją polskiego ustawodawcy było wyłączenie spod zakazu zawartego w art. 10 uśude kontaktów dwustronnie biznesowych, co uzasadniałoby stosowanie przedstawionej powyżej wykładni art. 10 uśude.

Zmian doczekał się także przywołany wcześniej art. 172 pt<sup>20</sup>. W ramach wspomnianych zmian zakaz zawarty w omawianym przepisie został rozszerzony na telekomunikacyjne urządzenia końcowe. Przedstawiona zmiana miała na celu harmonizację sposobu transpozycji art. 10 dyrektywy 2002/65, która wcześniej była dokonana na gruncie analizowanego art. 172 pt oraz art. 4 ust. 3 ustawy z dnia 2 marca 2000 r. o ochronie niektórych praw konsumentów oraz o odpowiedzialności

<sup>17</sup> Dz. Urz. WE z 2002 r. Nr L 271/16 (dalej jako: dyrektywa 2002/65).

<sup>18</sup> Zob. DzU 2012, poz. 1445 oraz uzasadnienie projektu ustawy (Druk nr 627).

<sup>19</sup> Zob. *Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo telekomunikacyjne*. Pozyskano z: [www.mc.bip.gov.pl/articles/view/27](http://www.mc.bip.gov.pl/articles/view/27) (15.08.2020).

<sup>20</sup> Zob. DzU 2014, poz. 827 oraz uzasadnienie projektu ustawy (Druk nr 2076).

za szkodę wyrządzoną przez produkt niebezpieczny<sup>21</sup>. Należy tutaj zaznaczyć, że art. 10 dyrektywy 2002/65 dotyczył konsumentów, natomiast art. 172 pt przed wspomnianą zmianą dotyczył zakazu wykorzystywania automatycznych systemów wywołujących dla celów marketingu bezpośredniego kierowanego tak do konsumentów, jak i przedsiębiorców. W praktyce na skutek przedstawionych zmian zakaz wykorzystywania telekomunikacyjnych urządzeń końcowych dla celów marketingu bezpośredniego został rozszerzony także na przedsiębiorców<sup>22</sup>. W późniejszym czasie naruszenie znowelizowanej treści art. 172 pt poprzez wykonywanie połączeń telefonicznych do przedsiębiorców, w ramach których przedstawiana była oferta spółki Tani Opał, było podstawą nałożenia kary pieniężnej w wysokości 500 tys. zł<sup>23</sup> przez Prezesa UKE. Należy jednak wskazać, że zgodnie ze stanowiskiem Prezesa UKE, w przypadku telefonicznego przekazywania informacji marketingowych przedsiębiorcom bez ich zgody nie mamy do czynienia z naruszeniem ich prywatności, tylko z zakłócaniem działalności takiego podmiotu, przed czym ma ich chronić właśnie art. 172 pt.

Należy zaznaczyć, że na gruncie art. 13 ust. 3 dyrektywy 2002/58 oraz art. 10 ust. 2 dyrektywy 2002/65 ustawodawcom krajowym pozostawiono swobodę odnośnie do wyboru czy w stosunku do innych form komunikacji niż automatyczne systemy wywołujące (np. w ramach połączeń telefonicznych) zastosują w swoim porządku prawnym system opt-in (komunikacja dopuszczalna w przypadku pozyskania zgody) czy system opt-out (komunikacja dopuszczalna do momentu wyrażenia sprzeciwu). W poszczególnych państwach członkowskich Unii Europejskiej przyjęte zostały różne systemy w omawianym zakresie. W Polsce obecnie w zakresie wykonywania połączeń telefonicznych na podstawie art. 172 pt funkcjonuje system opt-in, czyli wymagający zgody na wykonywanie połączeń telefonicznych w celach marketingu bezpośredniego, tak w przypadku konsumentów, jak i przedsiębiorców.

W praktyce sprzedawcy energii elektrycznej w przypadku ofertowania odbiorców indywidualnych najczęściej przekazują oferty w ramach osobistego spotkania w miejscu dostarczania energii elektrycznej lub przesyłają tradycyjną pocztą na adres korespondencyjny. Natomiast w przypadku odbiorców biznesowych bardzo często mamy do czynienia z osobistym przekazywaniem oferty w miejscu prowadzenia działalności gospodarczej lub przesyłaniem takiej oferty pocztą elektroniczną. Należy wskazać, że w przypadku mailowego przekazywania ofert odbiorcom indywidualnym (przyjmując rygorystyczną wykładnię art. 10 uśude także działalnościom gospodarczym lub na imienne adresy mailowe przedstawicieli odbiorców biznesowych) sprzedawca energii elektrycznej musi posiadać zgodę na wykorzystanie adresu mailowego w celu przekazywania ofert. Ponadto pozyskanie zgody będzie konieczne w przypadku chęci przedstawienia oferty sprzedaży energii elektrycznej w ramach połączenia telefonicznego lub poprzez wiadomość SMS<sup>24</sup>.

Należy zaznaczyć, że wspomniane zgody, zgodnie z zawartymi w art. 4 uśude oraz art. 174 pt odesłaniami do przepisów o ochronie danych osobowych, muszą spełniać wymagania wskazane w RODO. Powyższe oznacza, że omawiane zgody wyrażane przez podmiot danych (potencjalnego klienta) muszą być jasne i wyraźne, a podmiot je wyrażający musi mieć świadomość odnośnie do konsekwencji ich wyrażenia (Piątek, 2013, s. 1008). Można wskazać, że zasadniczo zgody,

<sup>21</sup> DzU 2000 Nr 22, poz. 271.

<sup>22</sup> Zob. dec. Prezesa UKE z 18.06.2019 r., nr DK.WPA.46.197.2018.15.

<sup>23</sup> Zob. dec. Prezesa UKE z 31.10.2019 r., nr DK.WPA.46.8.2019.11.

<sup>24</sup> Zob. wyr. SN z 22.05.2019 r., I NSK 74/18 (LEX nr 2671072).



o których mowa w art. 10 uśude czy 172 pt, posiadają dwie warstwy: podmiotową oraz przedmiotową. Pierwsza z nich określa na rzecz jakiego podmiotu jest wyrażana dana zgoda. W treściach decyzji wydawanych przez Prezesa UOKiK czy Prezesa UKE wskazuje się, że z prawidłową zgodą mamy do czynienia tylko jeśli podmiot, na rzecz którego jest ona pozyskiwana został konkretnie wskazany w treści takiej zgody<sup>25</sup>. Powyższe stanowisko polskich regulatorów sprawia, że oferowane na rynku bazy marketingowe mają w praktyce bardzo niską wartość. Wynika to z faktu, że w przypadku wspomnianych baz marketingowych zgody są pozyskiwane na rzecz nieokreślonych partnerów podmiotu tworzącego taką bazę. Natomiast wspomniana wcześniej warstwa przedmiotowa określa jakie działania mogą być realizowane w oparciu o omawiane zgody. W praktyce w ramach omawianej warstwy wskazane zostaje, w jaki sposób będą przekazywane informacje marketingowe (w tym oferty zawarcia umowy), np. pocztą elektroniczną, telefonicznie lub w wiadomości SMS. Należy podkreślić, że dla ważności zgody niezbędne jest wskazanie w jej treści zgody kanału kontaktu, którego ona dotyczy<sup>26</sup>. Zgodnie z zaleceniami polskich regulatorów osoba (potencjalny klient) powinna mieć możliwość wyboru, w jaki sposób będzie otrzymywać informacje marketingowe<sup>27</sup>, a tym samym różne kanały komunikacji nie powinny być ze sobą łączone w treści zgody (np. poczta elektroniczna i połączenia telefoniczne). Dodatkowo w ramach omawianej warstwy przedmiotowej powinna zostać umieszczona informacja czy na podstawie takiej zgody podmiot, który ją pozyskał będzie przysyłał własne informacje marketingowe, czy też może jego partnerów. Należy wskazać, że w przeciwieństwie do pozyskiwania zgód na kontakt marketingowy na rzecz podmiotu trzeciego, gdzie należy konkretnie wskazać tożsamość danego podmiotu w przypadku pozyskiwania zgód na przekazywanie ofert partnerów podmiotu pozyskującego zgodę, nie ma obowiązku konkretnego wskazywania tożsamości takich partnerów. W literaturze zgoda, w której nie dookreślono jakie informacje marketingowe będą przesyłane, jest określana mianem zgody blankietowej (Lubasz i Namysłowska, 2011, s. 181; Gołaczyński, 2009, s. 121). Jednak dobrą praktyką w przypadku pozyskiwania takich zgód jest co najmniej określanie rodzaju informacji marketingowych lub kategorii podmiotów (partnerów), których oferty będą przekazywane przez podmiot pozyskujący zgodę.

W praktyce omawiane zgody na kontakt marketingowy najczęściej pozyskuje się przy okazji osobistego kontaktu z potencjalnym klientem, zawarcia z nim umowy, a także w ramach przeprowadzania akcji marketingowych (np. konkursów). Wątpliwości budzi natomiast czy zgody na kontakt marketingowy uregulowane w art. 10 uśude oraz art. 172 pt można pozyskiwać w ramach komunikacji elektronicznej lub połączeń telefonicznych. W powyższym przedmiocie wypowiedzieli się wielokrotnie przedstawiciele UOKiK i UKE. W ocenie pierwszego z organów nawiązanie połączenia telefonicznego w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy stanowi kontakt o charakterze marketingowym, a tym samym jest sprzeczne z treścią art. 172 pt<sup>28</sup>. Bardziej liberalne stanowisko zajmuje natomiast Prezes UKE, który dopuszcza możliwość wysłania maila lub nawiązania połączenia telefonicznego w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy<sup>29</sup>. Jednak przy okazji jednej z decyzji Prezesa UKE wskazano, że zalecanym sposobem pozyskiwania

<sup>25</sup> Zob. dec. Prezesa UOKiK z 30.05.2019 r., nr DOZIK 3/2019.

<sup>26</sup> Zob. dec. Prezesa UOKiK z 13.09.2019 r., nr RPZ 9/2019.

<sup>27</sup> Zob. odpowiedź Prezesa UKE z 21.10.2015 r., nr DP.034.32.2015.2.

<sup>28</sup> Zob. postanowienie Prezesa UOKiK z 29 września 2017 r., nr DOIK-610/17/KA oraz decyzja Prezesa UOKiK z 30.03.2019 r., nr DOZIK 1/2019.

<sup>29</sup> Zob. odpowiedź Prezesa UKE z 21.10.2015 r., nr DP.034.32.2015.2.

zgód na kontakt marketingowy czy też przekazywania ofert powinno być wysyłanie wiadomości SMS lub maili, ponieważ takie działania są mniej uciążliwe dla odbiorców, niż inicjowanie w tym celu połączeń telefonicznych<sup>30</sup>. Na początku 2019 r. dopuszczalność nawiązania kontaktu w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy została potwierdzona także przez jeden z sądów powszechnych<sup>31</sup>.

W związku z powyższym należy uznać za dopuszczalne pozyskiwanie zgód na kontakt marketingowy poprzez wysyłanie w tym celu maila z zapytaniem o wyrażenie zgody marketingowej w przypadku odbiorców zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Natomiast nawiązywanie połączeń telefonicznych z odbiorcami indywidualnymi w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy, uwzględniając rygorystyczne stanowisko Prezesa UOKiK, będzie obarczone istotnym ryzykiem zakwestionowania takiej praktyki przez wskazany organ. Jednak prowadzenie takich samych działań w stosunku do przedsiębiorców, uwzględniając bardziej liberalne stanowisko Prezesa UKE, będzie wiązało się z dużo niższym ryzykiem zakwestionowania takiej praktyki, przez wspomniany organ.

Sprzedawca energii elektrycznej musi pamiętać o tym, że wysyłanie mailowych zapytań lub nawiązywanie połączeń telefonicznych w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy nie może mieć charakteru uporczywego dla odbiorcy. Dlatego sprzedawca energii elektrycznej musi zorganizować opisywany proces w taki sposób, żeby nie dochodziło do sytuacji, w której do jednej osoby w ciągu miesiąca jest kierowane kilka zapytań o zgodę na kontakt marketingowy. W tym celu sprzedawca energii elektrycznej powinien prowadzić tzw. listę Robinsonów, na której umieszczane byłyby dane kontaktowe osób niezainteresowanych jego ofertą. Obecność na wspomnianej liście oznaczałaby, że do takiej osoby nie powinny być kierowane dalsze zapytania o wyrażenie zgody na kontakt marketingowy. Należy pamiętać o tym, że dostęp do wspomnianej listy muszą mieć wszystkie osoby czy podmioty prowadzące działania marketingowe w imieniu danego sprzedawcy energii elektrycznej. Ma to na celu uniemożliwienie doprowadzenia do sytuacji, w której różne osoby lub podmioty działające na rzecz jednego sprzedawcy energii elektrycznej kontaktują się w krótkim odstępie czasu z tą samą osobą w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy, a tym samym nieświadomie prowadzić działania o charakterze uciążliwym dla danego odbiorcy.

W przypadku kierowania wspomnianego zapytania o wyrażenie zgody na kontakt marketingowy sprzedawca energii elektrycznej musi pamiętać także, że takie zapytanie musi być neutralne marketingowo, gdyż w przeciwnym wypadku będzie naruszało omawiane przepisy i może być podstawą do nałożenia kary pieniężnej przez jednego z polskich regulatorów<sup>32</sup>. Powyższe oznacza, że takie zapytanie powinno być zwięzłe i nie zawierać informacji promujących danych podmiot lub wartościujących jego ofertę. Dlatego w treści omawianego zapytania nie można zawierać informacji, że podmiot pozyskujący zgodę jest liderem rynku czy przygotował wysokie rabaty lub „niespotykane korzystną” ofertę.

Sprzedawca energii elektrycznej musi odpowiednio nadzorować podmioty lub osoby działające w jego imieniu (m.in. agentów lub handlowców) w zakresie realizacji przedstawionych w niniejszym

<sup>30</sup> Zob. dec. Prezesa UKE z 18.06.2019 r., nr DK.WPA.46.197.2018.15.

<sup>31</sup> Zob. wyr. SO Warszawa-Praga z 4.01.2019 r., IV Ca 1873/16 (LEX nr 2745113).

<sup>32</sup> Zob. dec. Prezesa UKE z 31.10.2019 r., nr DK.WPA.46.8.2019.11.

rozdziale obowiązków. Wynika to z faktu, że brak odpowiedniego nadzoru nad wspomnianymi podmiotami w żadnym stopniu nie zwalniał sprzedawców energii elektrycznej z odpowiedzialności za działania takich podmiotów i w praktyce może skutkować nałożeniem na sprzedawcę energii elektrycznej kary pieniężnej<sup>33</sup>.

Przedstawione powyżej wymagania w zakresie przekazywania ofert z wykorzystaniem poczty elektronicznej lub w ramach połączeń telefonicznych należy stosować także w przypadku realizacji procesu utrzymania obecnych klientów. Należy wskazać, że dane kontaktowe podawane przez odbiorcę energii elektrycznej mogą być wykorzystywane jedynie w ramach czynności związanych z realizacją umowy sprzedaży energii elektrycznej, a przedstawienie oferty zawarcia nowej umowy nie mieści się w ramach wspomnianych czynności. Dlatego niezwykle ważne jest, aby sprzedawca energii elektrycznej przy okazji bieżącej komunikacji z klientem, która jest prowadzona w ramach realizacji umowy (np. aktualizacji danych klienta lub przesyłania informacji o zaległych opłatach), powinien podejmować próby pozyskania zgód na kontakt marketingowy z wykorzystaniem poczty elektronicznej lub w ramach połączeń telefonicznych.

#### IV. Zawarcie umowy sprzedaży energii

Ostatnim etapem w opisywanym procesie pozyskania nowego klienta jest podpisanie umowy sprzedaży energii elektrycznej. Może to mieć miejsce w miejscu zamieszkania lub prowadzenia działalności gospodarczej bądź oddziale sprzedawcy energii elektrycznej. Umowy sprzedaży energii elektrycznej zawierane są także w ramach wymiany podpisanych egzemplarzy umowy za pośrednictwem poczty tradycyjnej lub kuriera. Dodatkowo w ostatnim czasie coraz popularniejsze staje się zawieranie umowy z wykorzystaniem środków porozumiewania się na odległość. Jednak w przypadku wykorzystywania do podpisania umowy narzędzi informatycznych należy pamiętać o odpowiednim zabezpieczeniu danych oraz dokumentów, które są przesyłane elektronicznie. We wskazanym zakresie należy zwrócić szczególną uwagę na art. 32 RODO wymagający wdrożenia przez sprzedawcę energii elektrycznej, jako administratora danych osobowych, środków organizacyjnych i technicznych, które zapewnią poziom bezpieczeństwa danych osobowych adekwatny do ryzyka naruszenia praw lub wolności osób fizycznych, których dane osobowe przetwarza.

Powyższe oznacza, że sprzedawca energii elektrycznej będzie zobowiązany do zabezpieczenia swoich baz danych (papierowych oraz elektronicznych) zawierających dane klientów oraz potencjalnych klientów w taki sposób, aby osoby postronne nie miały do nich dostępu (Bielak-Jomaa i Lubasz, 2017, s. 702). Niestety przykład spółki Fortum Marketing and Sales Polska pokazał, że błędy przy wprowadzaniu zmian w środowisku informatycznym mogą skutkować naruszeniem poufności całej bazy danych dotyczącej klientów określonego sprzedawcy energii elektrycznej lub innych mediów<sup>34</sup>. W następstwie przedstawionego naruszenia i zidentyfikowanych nieprawidłowości Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych wszczął postępowanie w sprawie naruszenia przepisów o ochronie danych osobowych przez spółkę Fortum Marketing and Sales Polska. W treści komunikatu<sup>35</sup> umieszczonego na stronie Urzędu Ochrony Danych Osobowych

<sup>33</sup> Zob. wyr. SN z 17.02.2016 r., III SZP 7/15 (LEX nr 1977624) oraz wyr. SN z 9.10.2019 r., I NSK 63/18 (LEX nr 2655526).

<sup>34</sup> *Naruszenie ochrony danych przez Fortum Marketing and Sales Polska S.A.* Pozyskano z: [www.uodo.gov.pl/pl/138/1510](http://www.uodo.gov.pl/pl/138/1510) (15.08.2020).

<sup>35</sup> *Wszczęcie postępowania wobec Fortum.* Pozyskano z: [www.uodo.gov.pl/pl/138/1526](http://www.uodo.gov.pl/pl/138/1526) (15.08.2020).

wskazano, że celem postępowania przez Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych<sup>36</sup> jest przywrócenie u administratora (Fortum Marketing and Sales Polska) stanu zgodnego z prawem, co może wskazywać na dużą skalę zidentyfikowanych nieprawidłowości, a tym samym prawdopodobieństwo naruszenia omawianego art. 32 RODO.

W ramach ochrony danych osobowych sprzedawcy energii elektrycznej muszą pamiętać o prawidłowym zidentyfikowaniu danych osobowych, które przetwarzają. Chodzi tutaj o właściwe zidentyfikowanie tak podmiotów, których dane osobowe są przetwarzane (np. przedstawiciele odbiorców biznesowych lub osoby prowadzące działalność gospodarczą), jak i rodzajów danych osobowych. Bardzo często dane osobowe są postrzegane jedynie jako informacje pozwalające na zidentyfikowanie konkretnej osoby fizycznej. Jednak należy pamiętać, że danymi osobowymi będą także wszelkie informacje o zidentyfikowanej osobie fizycznej. Powyższe oznacza, że dla sprzedawcy energii elektrycznej danymi osobowymi, które będzie musiał chronić będą takie informacje, jak numer klienta, numer umowy, identyfikator internetowy (Bielak-Jomaa i Lubasz, 2017, s. 163–164), numer PPE, adres PPE czy ilość zużytej energii oraz należność za nią (Billewicz, 2014, s. 13–14).

Na sprzedawcy energii elektrycznej, w ramach zawarcia umowy oraz jej późniejszego wykonania, będzie spoczywał obowiązek odpowiedniego ukształtowania procesów wysyłania dokumentów (np. umownych lub rozliczeniowych) do klientów, wewnątrz spółki, a także do podmiotów współpracujących z nią (np. agentów lub handlowców). We wskazanym zakresie należy pamiętać o zabezpieczeniu wysyłki dokumentów w formie papierowej i elektronicznej, gdyż w obu przypadkach może dojść do naruszenia ochrony danych osobowych, które może skutkować naruszeniem praw i wolności podmiotu danych (Bielak-Jomaa i Lubasz, 2017, s. 265–266). Natomiast w przypadku istotnego naruszenia praw i wolności podmiotów danych może dojść do nałożenia na sprzedawcę energii elektrycznej administracyjnej kary pieniężnej przez Prezesa UODO<sup>37</sup>.

## V. Podsumowanie

Przedstawiona w niniejszym opracowaniu problematyka jest niezwykle istotna dla sprzedawców energii elektrycznej, paliw gazowych czy ciepła, którzy realizując proces ofertowania oraz zawarcia umowy muszą przestrzegać szeregu regulacji, a w związku z tym podlegają kontroli takich organów, jak Prezes URE, Prezes UOKiK, Prezes UKE czy wreszcie Prezes UODO. Niestety obowiązujące przepisy oraz błędne implementacje unijnych aktów prawnych budzą wiele wątpliwości wśród sprzedawców energii, które dodatkowo są nasilane przez sprzeczne stanowiska różnych organów nadzorczych czy sądów powszechnych.

W związku z powyższym szczególnego znaczenia nabiera zasada rozliczalności na gruncie RODO, uśude czy pt. Zgodnie ze wspomnianą zasadą sprzedawcy energii elektrycznej, paliw gazowych czy ciepła muszą być wstanie wykazać, że przestrzegają obowiązujących przepisów, a tym samym realizują obowiązki informacyjne z RODO, odpowiednio przetwarzają i chronią dane osobowe, pozyskują prawidłowe zgody na kontakt marketingowy z uśude lub pt czy wreszcie w prawidłowy sposób prowadzą działania marketingowe. W praktyce zasada rozliczalności

<sup>36</sup> Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych (Prezes UODO) jest polskim organem nadzorczym w sprawach z zakresu ochrony danych osobowych w rozumieniu art. 51 RODO.

<sup>37</sup> Zob. art. 83 RODO.

w przypadku pozyskania nowego klienta będzie polegała na rzetelnym dokumentowaniu wszystkich działań zmierzających do podpisania umowy sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast ewentualne braki w dokumentowaniu wspomnianych działań mogą mieć konsekwencje, uniemożliwiając podejmowanie określonych działań (np. brak możliwości przesłania mailem oferty sprzedaży energii, w przypadku niemożliwości wykazania pozyskania odpowiedniej zgody na takie działanie od oznaczonego podmiotu).

Niezwykle ważnym obowiązkiem sprzedawcy energii elektrycznej, paliw gazowych czy ciepła jest prowadzenie stałego nadzoru nad podmiotami oraz osobami działającymi w jego imieniu (m.in. agentami lub handlowcami), w zakresie realizacji przedstawionych w niniejszym artykule obowiązków. Powyższe wynika z faktu, że brak odpowiedniego nadzoru nad wskazanymi podmiotami w żadnym stopniu nie zwalnia sprzedawców energii z odpowiedzialności za działania takich podmiotów i w praktyce może skutkować nałożeniem na sprzedawcę energii kary pieniężnej. Należy tutaj podkreślić, że zdecydowana większość kar nakładanych przez Prezesa UOKiK na sprzedawców energii elektrycznej związana była właśnie z nieprawidłowościami, które miały swoje źródło w działalności agentów.

W przyszłości istotne zmiany w sposobie przekazywania ofert z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej może wprowadzić obecnie procedowany projekt ustawy – Prawo komunikacji elektronicznej<sup>38</sup>. W ramach wspomnianego projektu planowane jest m.in. zastąpienie obecnych regulacji zawartych w art. 10 uśude i 172 pt, które miałyby zostać połączone w ramach art. 360 pke. Zgodnie z obecną wersją projektu zakazane miałyby być używanie automatycznych systemów wywołujących oraz telekomunikacyjnych urządzeń końcowych dla celów przesyłania niezamówionej informacji handlowej, w tym marketingu bezpośredniego, do oznaczonego odbiorcy będącego użytkownikiem końcowym, chyba że uprzednio wyraził on na to zgodę. Skutkiem przyjęcia obecnej wersji art. 360 pke byłoby rozszerzenie zakazu przesyłania informacji handlowych za pośrednictwem poczty elektronicznej (obecnie zawartego w art. 10 uśude) na odbiorców biznesowych.

Należy wskazać, że rozwiązanie proponowane na gruncie art. 360 pke jest zdecydowanie bardziej rygorystyczne niż obecnie obowiązujące<sup>39</sup>, czy te przyjęte na gruncie art. 13 dyrektywy 2002/58 czy art. 10 dyrektywy 2002/65, których implementację miałyby stanowić art. 360 pke. W powyższym zakresie przywołać można art. 13 ust. 2 dyrektywy 2002/58, który nie wymaga pozyskania zgody na kontakt marketingowy w przypadku przekazywania mailem informacji marketingowych przez określony podmiot swoim obecnym klientom, do momentu wniesienia przez nich sprzeciwu wobec takich działań (system opt-out). Obecnie w ramach konsultacji publicznych nad projektem pke postuluje się m.in. wprowadzenie przedstawionego rozwiązania do ustawy czy wyłączenie spod zakazu zawartego w art. 360 pke przedsiębiorców, w tym jednoosobowych działalności gospodarczych. Ponadto w ramach konsultacji publicznych postuluje się wskazanie, że dopuszczalne jest nawiązanie kontaktu (np. połączenia telefonicznego) w celu pozyskania zgody na kontakt marketingowy z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej.

<sup>38</sup> Projekt ustawy z 29.07.2020 r. – Prawo komunikacji elektronicznej (dalej jako: pke).

<sup>39</sup> Podczas konsultacji publicznych nad projektem pke na rozszerzenie zakazu przekazywania informacji marketingowych z wykorzystaniem wiadomości mailowych na relacje obustronnie biznesowe (B2B), zwróciła uwagę Polska Izba Informatyki i Telekomunikacji (PIIT), Związek Banków Polskich (ZBP), czy Polskie Stowarzyszenie Marketingu SMB.

Wprowadzenie powyższych rozwiązań niewątpliwie przyczyniłoby się do wyjaśnienia przedstawionych w niniejszym artykule wątpliwości w zakresie sposobu przekazywania ofert, a tym samym przyczyniłoby się do zwiększenia pewności prawa. Do tego czasu sprzedawcom energii elektrycznej, paliw gazowych czy ciepła pozostaje ważenie ryzyka związanego z ewentualnym naruszeniem przepisów regulujących prowadzenie marketingu bezpośredniego, z potencjalnymi zyskami związanymi z pozyskaniem nowych klientów.

## Bibliografia

- Bielak-Jomaa, E. i Lubasz, D. (red.). (2017). *RODO, Ogólne Rozporządzenie o Ochronie Danych, Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Billewicz, K. (2014). Ochrona danych osobowych – teoria i fikcja. *Wiadomości elektrotechniczne*, 7.
- Czarnecka, M. (2012). *Prawo energetyczne. Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.
- Czarnecka, M. (red.). (2014). *Konsument na rynku energii elektrycznej*. Warszawa: C.H. Beck.
- Domagała, P. (2019). Nowe uregulowanie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, *iKAR*, 1(8).
- Domagała, P. (2019). RODO a proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i nieprawidłowości z nim związane. *iKAR*, 5(8).
- Fajgielski, P. (2018). *Ogólne rozporządzenie o ochronie danych. Ustawa o ochronie danych osobowych. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Gołaczyński, J. (red.). (2009). *Ustawa o świadczeniu usług drogą elektroniczną. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Langowski, R. (2016). Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej – uwarunkowania rynkowe w Polsce. *Rynek Energii*, 6
- Litwiński, P. (red.). (2017). *Rozporządzenie UE w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i swobodnym przepływem takich danych. Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.
- Lubasz, D. i Namysłowska, M. (red.). (2011). *Świadczenie usług drogą elektroniczną oraz dostęp warunkowy: komentarz do ustaw*. Warszawa: Lexis Nexis.
- Krasuski, A. (2015). *Prawo telekomunikacyjne. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Pawelczyk, M. (2013). Przedsiębiorstwo energetyczne a konsument w sektorze energetycznym – propozycja nowego modelu ustrojowego ochrony zbiorowych interesów konsumentów w sektorze energetycznym. W: A. Walaszek-Pyziół (red.), *Regulacja, innowacja w sektorze energetycznym*. Warszawa: C.H. Beck.
- Piątek, S. (2013). *Prawo telekomunikacyjne. Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.
- Powałowski, A. i Skutecka, D. (2013). Miejsce odbiorcy na rynku energii wobec zachodzących na nim procesów z uwzględnieniem zmian w tzw. trójpakie energetycznym. W: A. Walaszek-Pyziół (red.), *Regulacja, innowacja w sektorze energetycznym*. Warszawa: C.H. Beck.

Karolina Wcisło-Karczewska\*, Jan Sakławski\*\*

## Pandemia koronawirusa a regulacje prawne w energetyce

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Tarcze antykryzysowe
  1. Zakaz wstrzymywania dostaw energii, gazu i ciepła odbiorcom końcowym z powodu braku płatności
  2. Zmiany w regulacjach z zakresu odnawialnych źródeł energii
    - 2.1. Wydłużony czas na realizację projektów OZE
    - 2.2. Możliwość przedłużenia terminu na wprowadzenie po raz pierwszy energii do sieci
  3. Pozostałe zmiany istotne z punktu widzenia sektora energetycznego
- III. Fundusze UE na pomoc energetyce
  1. Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji
  2. InvestEU i inne programy zmierzające do odbudowy gospodarek
- IV. Podsumowanie

### Streszczenie

Niniejszy tekst ma za zadanie przybliżyć czytelnikowi rozwiązania prawne dla energetyki, jakie pojawiały się w ostatnim czasie w związku z wprowadzaniem kolejnych pakietów tzw. tarcz antykryzysowych. Opracowanie ma charakter przede wszystkim opisowy z uwagi na fakt, że regulacje te dopiero doczekają się stosownego orzecznictwa. Na końcu znalazły się jeszcze generalne uwagi dotyczące bieżącej legislacji UE w zakresie programów, które mają pomóc energetyce podnieść się z kryzysu.

**Słowa kluczowe:** tarcza antykryzysowa; SARS-CoV-2; pandemia; bezpieczeństwo dostaw; inwestycje; Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji; InvestEU.

**JEL:** K23

\* Starszy prawnik w Kancelarii Brysiewicz Bokina Sakławski i Wspólnicy; specjalista w zakresie prawa energetycznego i odnawialnych źródeł energii, posiadająca wieloletnie doświadczenie w obsłudze prawnej podmiotów działających na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła; kontakt e-mail: karolina.wcislo@bbs-legal.pl.

\*\* Radca prawny i wspólnik kierujący praktyką prawa energetycznego oraz praktyką przemysłu i ochrony środowiska w kancelarii Brysiewicz Bokina Sakławski; kontakt e-mail: jan.saklawski@bbs-legal.pl.

## I. Wprowadzenie

Pandemia koronawirusa wywarła i nadal wywiera ogromny wpływ na większość sektorów gospodarki, choć wydaje się, że sektor energetyki jako jeden z nielicznych nie odczuł bezpośredniego wpływu pandemii na swoje bieżące funkcjonowanie. Wynika to przede wszystkim z tego, że energetyka jest zwykle ostatnim ogniwem w łańcuchu reakcji gospodarczych w dobie kryzysu. Powoduje to, że projekty inwestycyjne – zwłaszcza te w sektorze energetyki odnawialnej – zasadniczo są realizowane bez przeszkód, przedsiębiorstwa energetyczne funkcjonują zaś bez istotnych zakłóceń. Nie oznacza to jednak, że na przestrzeni ostatnich kilku miesięcy interwencja ustawodawcy nie była konieczna. Taka interwencja została podjęta na tych polach, które tego najbardziej wymagały, a kolejne ustawy, zwane tarczami antykryzysowymi, wprowadziły szereg zmian istotnych także z punktu widzenia sektora energetycznego. Celem niniejszego opracowania jest wskazanie, uporządkowanie i ocena wybranych, najważniejszych zmian prawnych dotyczących funkcjonowania szeroko rozumianego sektora energetycznego, a także wskazanie ich wpływu na bieżącą działalność uczestników rynku, w tym także odbiorców energii. W ostatniej części opracowania zostaną również omówione aktualne plany legislacyjne UE podjęte w odpowiedzi na kryzys spowodowany pandemią koronawirusa SARS-CoV-2.

## II. Tarcze antykryzysowe

### 1. Zakaz wstrzymywania dostaw energii, gazu i ciepła odbiorcom końcowym z powodu braku płatności

Z punktu widzenia odbiorców energii elektrycznej, gazu i ciepła, jedną z najistotniejszych zmian wprowadzonych ustawą z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (DzU 2020, poz. 567; dalej: tarcza antykryzysowa 1.0) było wyłączenie stosowania niektórych przepisów pozwalających przedsiębiorstwom energetycznym na wstrzymanie dostaw energii, gazu lub ciepła z uwagi na zwłokę w płatności odbiorcy. Tarcza antykryzysowa 1.0 wprowadziła do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. DzU 2020, poz. 833; dalej: upe), przepis art. 6g ust. 2 upe stanowiący, iż w czasie stanu zagrożenia epidemicznego i stanu epidemii nie stosuje się przepisów art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 pkt 2 i ust. 2 i 3 upe. Oznacza to, że wyłączona jest możliwość wstrzymania dostaw odpowiednio w następujących sytuacjach:

- 1) w razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo energetyczne jest uprawnione do zainstalowania takiego układu na podstawie art. 6a ust. 1 upe, w tym także w sytuacji gdy odbiorca co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca (art. 6a ust. 3 upe);
- 2) w sytuacji, w której odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności (art. 6b ust. 1 pkt 2 upe) – przy czym chodzi tu o zwłokę w płatnościach dokonywanych na rzecz przedsiębiorstwa sieciowego, zajmującego się



przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci przyłączony jest odbiorca końcowy oraz z którym odbiorca końcowy posiada zawartą umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji;

- 3) w sytuacji, w której odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub pobrane paliwo gazowe lub energię (w tym ciepło), co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności (art. 6b ust. 2 upe) – przy czym chodzi tu o zwłokę w płatnościach dokonywanych na rzecz sprzedawcy energii, gazu lub ciepła, z którym odbiorcą łączy umowa kompleksowa lub umowa sprzedaży;
- 4) w sytuacji, w której odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię (w tym ciepło), co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności, a następnie odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania od przedsiębiorstwa energetycznego dodatkowego powiadomienia o zamiarze wstrzymania dostaw (art. 6b ust. 3 upe).

W nowo dodanym art. 6g ust. 2 upe wprowadzono także zapis mający charakter reguły przejściowej, stanowiący, iż w przypadku gdy powiadomienie, o którym mowa w art. 6b ust. 3 upe, miało miejsce przed dniem ogłoszenia stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii, termin określony w art. 6b ust. 3 przedłuża się o czas ich obowiązywania.

Przepis art. 6g został następnie doprecyzowany ustawą z dnia 19 czerwca 2020 r. o dopłatach do oprocentowania kredytów bankowych udzielanych przedsiębiorcom dotkniętym skutkami COVID-19 oraz o uproszczonym postępowaniu o zatwierdzenie układu w związku z wystąpieniem COVID-19 (DzU 2020, poz. 1086; dalej: tarcza antykrzysowa 4.0), która weszła w życie w dniu 24 czerwca 2020 roku. Oprócz nieznacznego doprecyzowania treści przepisów, główną zmianą wprowadzoną przez przedmiotową ustawę było ograniczenie kręgu odbiorców chronionych przed wstrzymaniem dostaw energii, gazu i ciepła. Zmieniony przepis stanowi bowiem, iż przepisów art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 pkt 2 i ust. 2 i 3 upe nie stosuje się do odbiorców paliw gazowych, energii lub ciepła w gospodarstwach domowych oraz podmiotów, dla których ustanowiono ograniczenia funkcjonowania lub czasowe ograniczenia zakresu działalności na podstawie przepisów wydanych na podstawie ustawy z dnia 5 grudnia 2008 r. o zapobieganiu oraz zwalczaniu zakażeń i chorób zakaźnych u ludzi, w ciągu 6 miesięcy od dnia ogłoszenia stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii. Chodzi tu zatem wyłącznie o ochronę odbiorców w gospodarstwach domowych, a także tzw. odbiorców biznesowych działających w branżach, co do których ustanowiono ograniczenia w prowadzonej działalności rozporządzeniem Rady Ministrów w sprawie ustanowienia określonych ograniczeń, nakazów i zakazów w związku z wystąpieniem stanu epidemii<sup>1</sup>. Ograniczenie to należy uznać za słuszne, pierwotne brzmienie przepisów pozwalało bowiem, przynajmniej potencjalnie, na dowolne unikanie terminowych płatności przez odbiorców – nawet tych, których funkcjonowania nie zakłóciła epidemia koronawirusa – ze świadomością, że brakuje w zasadzie prawnych możliwości po stronie przedsiębiorstwa energetycznego do wstrzymania dostaw odbiorcy.

Kwestia podstaw prawnych do dokonania wstrzymania dostaw wymaga zresztą jeszcze krótkiego komentarza. Wydaje się bowiem, że w miejsce przepisów art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1

<sup>1</sup> Na dzień przygotowania niniejszego opracowania, najbardziej aktualnym takim rozporządzeniem jest rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 09.10.2020 r. w sprawie ustanowienia określonych ograniczeń, nakazów i zakazów w związku z wystąpieniem stanu epidemii (DzU 2020, poz. 1758).

pkt 2 i ust. 2 i 3 upe, które zostały wyłączone ze stosowania, może znaleźć zastosowanie przepis ogólny art. 490 §1 ustawy z dnia z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (t.j. DzU 2020, poz. 1740; dalej: k.c.) dotyczący umów wzajemnych. Przepis ten pozwala stronie zobowiązanej do wcześniejszego świadczenia (w tym przypadku będzie to sprzedawca lub przedsiębiorstwo sieciowe) do powstrzymania się z jego spełnieniem, dopóki druga strona (odbiorca końcowy) nie zaoferuje świadczenia wzajemnego (tj. zapłaty) lub nie da zabezpieczenia, o ile spełnienie świadczenia przez drugą stronę jest wątpliwe ze względu na jej stan majątkowy.

W tym względzie brzmienie art. 6g upe (zarówno pierwotne, jak i zmienione tarczą antykryzysową 4.0) nie jest zatem precyzyjne. Skoro bowiem intencją ustawodawcy była ochrona odbiorców końcowych przed wstrzymaniem dostaw energii, gazu lub ciepła, to ustawa nie powinna jedynie wyłączać stosowania określonych przepisów, ale raczej wprost ustanawiać zakaz wstrzymywania dostaw odbiorcom z przyczyn braku płatności.

Analizując treść przepisu w brzmieniu zmienionym tarczą antykryzysową 4.0, należy także zauważyć, że wprowadza on okres obowiązywania ochrony wskazanych grup odbiorców przed wstrzymaniem dostaw z przyczyn braku płatności. O ile bowiem w pierwotnym brzmieniu przepisu wyłączał on stosowanie poszczególnych przepisów „w czasie stanu zagrożenia epidemicznego i stanu epidemii”, o tyle po zmianie obowiązuje on wyłącznie „w ciągu 6 miesięcy od dnia ogłoszenia stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii”. Stan zagrożenia epidemicznego został w Polsce ogłoszony w dniu 14 marca 2020 r.<sup>2</sup>, natomiast w dniu 20 marca 2020 r. został wprowadzony stan epidemii<sup>3</sup>. Oznacza to, że w dniu 20 września 2020 r. ochrona odbiorców końcowych, wprowadzona przepisem art. 6g upe, wygasła. Z uwagi na kolejne ograniczenia w działalności poszczególnych branż wydaje się zasadne rozważenie przez ustawodawcę czy nie należałoby tej ochrony przedłużyć.

## 2. Zmiany w regulacjach z zakresu odnawialnych źródeł energii

Istotne zmiany wprowadził ustawodawca także w zakresie realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii. Branża OZE, z uwagi na realne zagrożenie zerwania łańcuchów dostaw technologii i komponentów (dostarczanych głównie z Chin), była i jest narażona na opóźnienia w realizacji projektów. Co więcej, możliwe są przestoje w prowadzonych robotach budowlanych. Z tych względów ustawodawca zdecydował się wprowadzić instrumenty umożliwiające wydłużenie terminów realizacji projektów wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. DzU 2020 r. poz. 261; dalej: „uoze”).

### 2.1. Wydłużony czas na realizację projektów OZE

Jako pozytywne należy ocenić zmiany wprowadzone tarczą antykryzysową 1.0 co do ustawowego wydłużenia dopuszczalnego okresu na realizację projektów OZE, które w założeniu mają ułatwić wytwórcom dochowanie terminów rozpoczęcia wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej zarówno w systemie aukcyjnym (nowo dodany art. 79a uoze), jak i w systemie tzw. taryfy gwarantowanej (*feed-in-tariff*) oraz systemie dopłat do ceny rynkowej (*feed-in premium*) (nowo dodany art. art. 70ba uoze).

<sup>2</sup> Rozporządzeniem Ministra Zdrowia z dnia 13.03.2020 r. w sprawie ogłoszenia na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego (DzU 2020, poz. 433).

<sup>3</sup> Rozporządzeniem Ministra Zdrowia z dnia 20.03.2020 r. w sprawie ogłoszenia na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu epidemii (DzU 2020, poz. 491).

Zgodnie z dodanym art. 79a uoaze, Prezes URE, jednorazowo na wniosek wytwórcy, wydaje postanowienie o przedłużeniu terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a oraz okresów, o których mowa w art. 74 ust. 1, o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 12 miesięcy, licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania. Przepis ten wskazuje zatem na możliwość jednorazowego przedłużenia dwóch terminów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcję OZE.

Po pierwsze – możliwość przedłużenia terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, we wskazanym w tym przepisie terminie, liczonym od dnia zamknięcia sesji aukcji (generalnym terminem jest termin 42 miesięcy, jednak dla poszczególnych rodzajów instalacji ustawa OZE przewiduje odstępstwa, jak np. dla instalacji fotowoltaicznych jest to 24 miesiące, natomiast dla instalacji elektrowni wiatrowych na lądzie – 33 miesiące). Po drugie zaś – przepis daje także możliwość wydłużenia terminu, w którym zostały wyprodukowane urządzenia wchodzące w skład instalacji OZE. Zgodnie bowiem z art. 74 ust. 1 uoaze, energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tych instalacji zostały wyprodukowane co do zasady w okresie 42 miesięcy lub odpowiednio innego okresu wskazanego w tym przepisie dla poszczególnych rodzajów instalacji OZE.

Adekwatny przepis (art. 70ba uoaze) został dodany także w zakresie instalacji funkcjonujących w systemach *feed-in-tariff* oraz *feed-in premium* oraz terminów obowiązujących w przypadku tych systemów.

Wydanie przez Prezesa URE postanowienia o przedłużeniu terminów na spełnienie określonych zobowiązań wytwórcy zostało uwarunkowane wystąpieniem okoliczności związanych z obowiązywaniem stanu zagrożenia epidemicznego lub stanem epidemii. I tak, zgodnie z art. 83 ust. 3ba uoaze, Prezes URE powinien uwzględnić na korzyść wytwórcy opóźnienie w zakresie dostaw urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE lub dostaw elementów niezbędnych do budowy instalacji OZE, lub opóźnienia w realizacji instalacji OZE oraz przyłączy do sieci elektroenergetycznej, lub przy realizacji odbiorów, lub rozruchu instalacji OZE, lub też opóźnienia przy uzyskiwaniu koncesji albo wpisu do rejestrów określonych w ustawie.

Z uprawnienia do przedłużenia terminów mogą skorzystać wszystkie instalacje OZE, które wygrały aukcje lub przystąpiły do systemów *feed-in-tariff* oraz *feed-in premium*, którym nie upłynął termin przewidziany na rozpoczęcie wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej w danym systemie. Zgodnie z dodanymi przepisami, wniosek musi być złożony przez wytwórcę na 30 dni przed upływem terminu na realizację zobowiązania. W innym przypadku Prezes URE odrzuca wniosek wytwórcy. Wniosek może także zostać odrzucony w razie niespełnienia warunków formalnych wynikających z nowo dodanych przepisów, a także w razie niewypełnienia przesłanki dotyczącej powodów opóźnienia związanego z COVID-19. Postanowienie Prezesa URE o odmowie przedłużenia terminów jest zaskarżalne do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia.

Na marginesie należy zauważyć, że powyższe uprawnienie wytwórców do przedłużenia terminów na realizację poszczególnych zobowiązań związanych z systemami wsparcia jest uprawnieniem niezależnym od istniejącego już podobnego w swej treści uprawnienia wprowadzonego art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii

oraz niektórych innych ustaw (DzU 2019, poz. 1524; dalej: nowelizacja z dnia 19 lipca 2019 r.). Zgodnie z ww. postanowieniami, które weszły w życie w dniu 29 sierpnia 2019 r., wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, którego oferta wygrała aukcję rozstrzygniętą przed 29 sierpnia 2019 r., może zmienić termin sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji OZE, określając ten termin zgodnie z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a uoze w nowym brzmieniu. Wskazana wyżej nowelizacja z dnia 19 lipca 2019 r. wydłużyła bowiem terminy sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego z poprzednio obowiązujących 36 miesięcy do 42, a dla instalacji fotowoltaicznych z 18 do 24 miesięcy, a dla instalacji elektrowni wiatrowych na lądzie z 30 do 33 miesięcy.

Dotychczasowe uprawnienie wynikające ze wskazanego przepisu oraz nowe uprawnienie umożliwiające przedłużenie terminu realizacji zobowiązań w związku ze stanem pandemii są względem siebie niekonkurencyjne. Wytwórca może skorzystać z tych uprawnień łącznie, co potwierdził także Prezes URE w wydanym komunikacie z dnia 10 czerwca 2020 roku<sup>4</sup>.

Wprowadzone zmiany niewątpliwie pozwolą uchronić niektórych wytwórców realizujących projekty OZE, które wygrały aukcje lub zamierzają uczestniczyć w systemach *feed-in-tariff* oraz *feed-in premium*, przed wykluczeniem z systemów wsparcia na 3 lata (na podstawie art. 83 ust. 3c uoze) oraz poniesieniem wysokich kar finansowych związanych z nieukończeniem projektów w terminie i brakiem sprzedaży określonych w ofercie aukcyjnej wolumenów energii elektrycznej (na podstawie art. 168 pkt 15 uoze).

## 2.2. Możliwość przedłużenia terminu na wprowadzenie po raz pierwszy energii do sieci

Kolejną zmianą wpisującą się w dążenie ustawodawcy do ułatwienia realizacji projektów OZE w okresie pandemii jest wprowadzenie możliwości przedłużenia terminu dostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej do sieci, który to termin jest określany w umowie o przyłączenie instalacji OZE, zgodnie z art. 7 ust. 2a upe. Powyższa zmiana została wprowadzona ustawą z dnia 16 kwietnia 2020 r. o szczególnych instrumentach wsparcia w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2, która weszła w życie w dniu 18 kwietnia 2020 r. (DzU 2020, poz. 695; dalej: tarcza antykryzysowa 2.0). Tarcza antykryzysowa 2.0 znowelizowała obowiązujący już w uoze art. 184d ust. 1, zgodnie z którym umowy o przyłączenie do sieci niewypowiedziane do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy (tj. uoze) z przyczyn, o których mowa w:

- 1) art. 191 ust. 1 uoze (przepis ten dawał możliwość wypowiedzenia umów o przyłączenie przez każdą ze stron w razie braku odpowiedniego dostosowania umowy do przepisów wprowadzonych uoze w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie uoze; ponieważ uoze weszła w życie 4 maja 2015 r., dostosowanie umów powinno nastąpić do 4 listopada 2015 r.) lub
- 2) art. 7 ust. 2a pkt 2 upe (przepis ten pozwala wypowiedzieć umowę o przyłączenie w razie niedostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej do sieci, wytworzonej w tej instalacji we wskazanym w umowie terminie, który co do zasady – zgodnie z art. 7 ust. 2a pkt 1 – nie może nie może być dłuższy niż 48 miesięcy od dnia zawarcia umowy),

w których termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej przypada przed dniem 30 czerwca 2022 r., zachowują moc do dnia określonego we wniosku wytwórcy o przedłużenie

<sup>4</sup> Komunikat Prezesa URE: Informacja dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/8871,Informacja-dla-wytworcow-energii-ze-zrodel-odnawialnych-zasady-wydłużenia-termin.html> (28.10.2020).

tego terminu, złożonego do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, pod warunkiem, że termin na dostarczenie energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci, określony w tym wniosku, nie będzie przypadał później niż w dniu 30 czerwca 2022 roku.

Jednocześnie, zgodnie z istniejącym już wcześniej ust. 2 ww. przepisu, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do przedłużenia terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej zgodnie z wnioskiem wytwórcy, w terminie 30 dni od dnia złożenia takiego wniosku.

Jak wynika zatem z powyższego przepisu, wystarczającym do przedłużenia terminu na pierwsze wprowadzenie energii do sieci jest jedynie wniosek wytwórcy złożony do przedsiębiorstwa energetycznego, o ile tylko został zachowany ustawowy termin 30 czerwca 2022 r., a także – co oczywiste – umowa o przyłączenie do sieci nie została wypowiedziana. W takiej sytuacji przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją jest zobowiązane do aneksowania zawartej umowy o przyłączenie w zakresie daty pierwszego dostarczenia energii do sieci, w terminie 30 dni od daty złożenia wniosku. Co istotne – ustawa nie uzależnia prawa do przedłużenia tego terminu od wykazania przez wytwórcę negatywnych skutków COVID-19.

Znowelizowany przepis art. 184d uoże budzi jednak istotne wątpliwości interpretacyjne. Należy pamiętać, że wskazany przepis został dodany do uoże nowelizacją z dnia 19 lipca 2019 r., która weszła w życie 29 sierpnia 2019 roku. Przepis w tym pierwotnym brzmieniu określał datę 30 czerwca 2021 r. jako maksymalny termin przedłużenia terminu na pierwsze dostarczenie energii do sieci. Nowelizacja wprowadzona tarczą antykryzysową 2.0 jedynie wydłużała ten termin do 30 czerwca 2022 roku. Nie należy jednak zapominać, że nowelizacja z dnia 19 lipca 2019 r. wprowadziła ograniczenie czasowe na złożenie wniosku o przedłużenie przedmiotowego terminu. Zgodnie bowiem z art. 20 nowelizacji z dnia 19 lipca 2019 r. „Wniosek, o którym mowa w art. 184d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, wytwórca może złożyć w terminie 3 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy”. Interpretując literalnie ww. przepisy, wskazane 3 miesiące na złożenie wniosku upłynęły zatem w dniu 29 listopada 2019 r. – termin ten nie został bowiem odpowiednio dostosowany do nowelizacji art. 184d uoże w tarczy antykryzysowej 2.0, co należy uznać za istotne przeoczenie ustawodawcy. Choć wydaje się zasadne zastosowanie w tym konkretnym przypadku wykładni celowościowej, zgodnie z którą przepis znowelizowany tarczą antykryzysową 2.0, jako przepis późniejszy, stanowiłby samoistną podstawę do złożenia wniosku o przedłużenie terminów wynikających z umowy o przyłączenie do sieci, wniosek ten można zaś złożyć w każdym czasie, niemniej jednak w celu uniknięcia wątpliwości ustawodawca powinien tę kwestię uregulować ustawowo. Nie jest bowiem wykluczone, że operatorzy systemów dystrybucyjnych, do których sieci są przyłączane instalacje OZE, nie będą wyrażać zgody na przedłużenie terminu na pierwsze dostarczenie energii do sieci z uwagi na wskazane wyżej wątpliwości interpretacyjne.

### 3. Pozostałe zmiany istotne z punktu widzenia sektora energetycznego

Kolejne tzw. tarcze antykryzysowe wprowadziły także szereg innych zmian istotnych z punktu widzenia sektora energetycznego. Zmiany te zostaną w tym miejscu wyłącznie zasygnalizowane z uwagi na ograniczoną objętość niniejszego artykułu, ale także z uwagi na fakt, że co do zasady, zmiany te nie budzą większych wątpliwości interpretacyjnych czy też wątpliwości co do zasadności ich wprowadzenia.

I tak, należy wymienić m.in.:

- 1) elastyczny czas pracy niektórych przedsiębiorstw energetycznych i możliwość tzw. koszarowania pracowników<sup>5</sup> – zgodnie z przepisami, niektóre przedsiębiorstwa energetyczne, o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania państwa, mogą dokonać zmian w zakresie systemu lub rozkładu czasu pracy, a także polecić świadczenie pracy w godzinach nadliczbowych czy też zobowiązać pracownika do pozostawania w gotowości do wykonywania pracy w zakładzie pracy poza normalnymi godzinami pracy lub w innym wyznaczonym miejscu; dotyczy to m.in. operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, sprzedawców z urzędu oraz podmiotów prowadzących stacje paliw i stacji gazu ziemnego;
- 2) wydłużenie niektórych terminów ustawowych – ustawodawca zdecydował się m.in. na następujące zmiany:
  - a) wydłużenie terminu na uzgadnianie planów rozwoju sieci przez przedsiębiorstwa sieciowe do dnia 31 marca 2021 r., a składanie sprawozdań z wykonania planów rozwoju do dnia 30 kwietnia 2021 roku<sup>6</sup>;
  - b) wydłużenie terminów na realizację obowiązków sprawozdawczych podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego<sup>7</sup>;
  - c) wydłużenie terminu, na który Prezes URE wyznaczył przedsiębiorstwo energetyczne operatorem systemu dystrybucyjnego i operatorem systemu skraplania gazu ziemnego – w sytuacji gdy upływa on przed dniem 31 grudnia 2020 r., ulega przedłużeniu do dnia 31 grudnia 2020 roku<sup>8</sup>;
  - d) wydłużenie terminu ważności decyzji o udzieleniu koncesji, które wygasają w czasie trwania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii – do dnia 31 grudnia 2020 roku<sup>9</sup>;
- 3) uproszczenie sprawozdawczości do Prezesa URE – m.in. możliwość elektronicznego przesyłania sprawozdań kwartalnych przez podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy<sup>10</sup>;
- 4) umożliwienie operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego pomniejszenia liczby planowanych punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) o liczbę takich punktów, zlokalizowanych na obszarze gminy w dniu wejścia w życie ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (t.j. DzU 2020, poz. 908);
- 5) przedłużenie ważności świadectw kwalifikacyjnych wydawanych instalatorom w zakresie instalacji odnawialnych źródeł energii – zmiany wprowadzone tarczą antykryzysową 4.0, która dodała do uoze art. 184e, stanowiący, iż certyfikat kwalifikacyjny wydany przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, którego ważność upływa w okresie obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii ogłoszonych w związku z zakażeniami wirusem SARS-CoV-2, zachowuje ważność, jednak nie dłużej niż do dnia upływu 60 dni od dnia odwołania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii, w zależności od tego, który z nich zostanie odwołany później.

<sup>5</sup> Art. 15x ustawy z dnia 02.03.2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (tj. DzU 2020, poz. 1842); wprowadzony Tarczą antykryzysową 1.0. oraz doprecyzowany Tarczą antykryzysową 2.0.

<sup>6</sup> Art. 15zzzzr wskazanej wyżej ustawy z dnia 02.03.2020 r. wprowadzony tarczą antykryzysową 2.0.

<sup>7</sup> Ibidem, art. 15zzzzw.

<sup>8</sup> Ibidem, art. 15zzzzp.

<sup>9</sup> Ibidem, art. 15zzzsz.

<sup>10</sup> Ibidem, art. 15zzzzv.

### III. Fundusze UE na pomoc energetyce

Paradoksalnie, w wymiarze inwestycyjnym pandemia może okazać się dla energetyki bardziej szansą niż zagrożeniem. O ile większość ustaleń dotyczących sprawiedliwej transformacji z paliw kopalnych na źródła odnawialne została poczyniona przed urzeczywistnieniem się zagrożenia epidemicznego<sup>11</sup>, o tyle w ramach reakcji na powstały w jego wyniku kryzys Komisja Europejska zdecydowała się uruchomić dodatkowe, niebagatelne środki na odbudowę branży energetycznej.

Środki te to przede wszystkim dodatkowe zasilenie Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (dalej: FST) kwotą 40 mld euro w celu pomocy państwom członkowskim w przyspieszeniu przejścia na gospodarkę neutralną dla klimatu oraz zasilenie Europejskiego Funduszu Rolnego na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich kwotą 15 mld euro w celu wsparcia obszarów wiejskich w zakresie niezbędnych zmian strukturalnych zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem oraz w celu osiągnięcia ambitnych celów zgodnych z nową strategią na rzecz bioróżnorodności i strategią „Od pola do stołu”<sup>12</sup>. Te środki będą wydatkowane jako uzupełnienie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego oraz Europejskiego Funduszu Społecznego Plus<sup>13</sup> i mają przyczynić się do łagodzenia negatywnych skutków transformacji. Jednocześnie Komisja zaplanowała szereg instrumentów, które będą mogły wesprzeć transformację bardziej pośrednio. Te środki to dodatkowe pieniądze na program InvestEU<sup>14</sup> (w zakresie rozbudowy strategicznej infrastruktury, np. źródeł wytwórczych czy sieci gazowych lub elektroenergetycznych) czy też nowy Instrument Wsparcia Wypłacalności<sup>15</sup> (pomoc publiczna na restrukturyzację).

#### 1. Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji

W tym miejscu należy doprecyzować w jaki sposób rozdzielane będą środki z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji oraz jakie projekty mogą liczyć na wsparcie. Polska ma otrzymać z FST około 3,5 mld euro. Środki te zostaną następnie podzielone na regiony, które będą wymagały największych nakładów inwestycyjnych w związku z dokonywaną transformacją. Na wsparcie liczą obecnie województwa: śląskie, dolnośląskie, wielkopolskie, lubelskie, łódzkie i małopolskie.

Każdy region ubiegający się o wsparcie będzie zobowiązany do przygotowania Terytorialnych Planów Sprawiedliwej Transformacji (TPST). Już teraz Polska otrzymała 0,5 mln euro z Programu Wspierania Reform Strukturalnych UE na przygotowanie TPST dla województw śląskiego, wielkopolskiego i dolnośląskiego, a pozostałe wymienione województwa zostaną prawdopodobnie wsparte w ten sposób z pieniędzy rządowych<sup>16</sup>.

Należy przy tym pamiętać, że zwiększone „dzięki” COVID-19 środki z FST nie będą przeznaczane na samą transformację, a więc na inwestycje stricte zmierzające do zmodernizowania energetyki i przemysłu, ale na minimalizowanie jej negatywnych skutków. Już pierwsze artykuły projektu<sup>17</sup> jednoznacznie wskazują, że będzie to mechanizm prowadzący do łagodzenia prob-

<sup>11</sup> Dokładnie 14.01.2020 r. Komisja Europejska przyjęła wniosek w sprawie ustanowienia Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji.

<sup>12</sup> [https://ec.europa.eu/info/live-work-travel-eu/health/coronavirus-response/recovery-plan-europe\\_pl](https://ec.europa.eu/info/live-work-travel-eu/health/coronavirus-response/recovery-plan-europe_pl).

<sup>13</sup> Głównych instrumentów finansowych UE do realizacji zadań z zakresu wprowadzania Nowego Zielonego Ładu.

<sup>14</sup> <https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/economy-finance/investeu-factsheet.pdf>.

<sup>15</sup> <https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/economy-finance/ssi-factsheet.pdf>.

<sup>16</sup> <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/terytorialne-plany-sprawiedliwej-transformacji-pomoga-korzystac-z-funduszy-europejskich>.

<sup>17</sup> Art. 1 i 2 projektu rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (dalej: RFST). [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST\\_5256\\_2020\\_INIT&from=PL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_5256_2020_INIT&from=PL).

lemów społeczno-gospodarczych związanych z transformacją. Z tego też powodu ograniczony został charakter przedsięwzięć mogących liczyć na wsparcie z FST. Są to następujące działania:

- 1) inwestycje produkcyjne w MŚP, w tym przedsiębiorstwa typu start-up,
- 2) prowadzące do dywersyfikacji gospodarczej i restrukturyzacji ekonomicznej;
- 3) inwestycje w tworzenie nowych przedsiębiorstw, w tym poprzez inkubatory przedsiębiorczości i usługi konsultingowe;
- 4) inwestycje w działania badawcze i innowacyjne oraz wspieranie transferu zaawansowanych technologii;
- 5) inwestycje we wdrażanie technologii i infrastruktur zapewniających przystępną cenowo czystą energię, w redukcję emisji gazów cieplarnianych, efektywność energetyczną i energię ze źródeł odnawialnych;
- 6) inwestycje w cyfryzację i łączność cyfrową;
- 7) inwestycje w regenerację, dekontaminację i renaturalizację terenów oraz
- 8) projekty zmieniające ich przeznaczenie;
- 9) inwestycje we wzmacnianie gospodarki o obiegu zamkniętym w tym poprzez zapobieganie powstawaniu odpadów i ograniczanie ich ilości, efektywne gospodarowanie zasobami, ponowne wykorzystywanie, naprawy oraz recykling;
- 10) podnoszenie i zmiana kwalifikacji pracowników;
- 11) pomoc w poszukiwaniu pracy dla osób poszukujących pracy;
- 12) aktywne włączanie osób poszukujących pracy;
- 13) pomoc techniczną<sup>18</sup>.

Z powyższego widać, że środki te będą przeznaczone m.in. na przekwalifikowanie pracowników z sektora węglowego, zwiększanie zatrudnienia w sektorach powiązanych z energetyką odnawialną czy też zachęty do powstawania nowych przedsiębiorstw. Na marginesie można wskazać, że opublikowany w ostatnim czasie raport Krajowej Izby Kłastrów Energii w zakresie możliwości przekształcenia elektrowni Turów<sup>19</sup> i jej ekosystemu ekonomicznego w obszar polegający w całości na odnawialnych źródłach energii jest dobrym przykładem ciągu zjawisk, w których znacząco pomóc mogłyby właśnie środki z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. O ile procesy inwestycyjne byłyby zmuszone do sięgnięcia po inne źródła finansowania, o tyle wskazane w raporcie przekształcenie kadrowe mogłoby odbyć się ze wsparciem FST.

Dla Polski niezwykle ważne jest by program uwzględniał możliwość sfinansowania inwestycji gazowych jak na razie Parlament Europejski opowiedział się za tym rozwiązaniem, ale proces legislacyjny jeszcze nie jest zakończony.

## 2. InvestEU i inne programy zmierzające do odbudowy gospodarek

FST nie jest oczywiście jedynym źródłem środków mających pomóc odbudować energetykę po kryzysie wywołanym pandemią. Bardzo ważnym elementem systemu stymulacji europejskiej gospodarki poepidemicznej będzie również program InvestEU. Zgodnie z motywami wyszczególnionymi na początku jednym z kluczowych problemów, z jakimi musiała zmierzyć się europejska gospodarka było zakłócenie bezalternatywnych łańcuchów dostaw w gospodarce globalnej.

<sup>18</sup> Art. 4 ust. 2 RFST.

<sup>19</sup> <https://kike.org.pl/strategia-transformacji-elektrowni-i-kopalni-w-turowie-raport-kike/>.



Uzależniona od konkretnych źródeł dostaw gospodarka europejska (przede wszystkim przemysł) nie była w stanie przestawić się szybko na dostawy z innych źródeł. W celu zminimalizowania takiego zagrożenia w przyszłości program InvestEU ma pomóc w sfinansowaniu infrastruktury, która poprawi sposób reagowania kryzysowego Unii, a także podniesie odporność całej gospodarki przy jednoczesnym utrzymaniu jej otwartości na konkurencję i wymianę handlową.

InvestEU ma być więc swoistym następcą Europejskiego Funduszu na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS) i, podobnie jak poprzednik, przyczynić się do poprawy poziomu inwestycji, w tym strategicznych inwestycji infrastrukturalnych.

Program ma aktualnie otrzymać budżet w wysokości 15,3 mld euro, kolejnych 15 mld euro ma zostać przekazane z Next Generation EU. Instrumenty wsparcia nie będą miały charakteru bezzwrotnego – będą to raczej pożyczki, gwarancje itp. Wsparcie będzie dystrybuowane przez Grupę EBI oraz krajowe banki rozwojowe. W związku ze swoim charakterem wsparcie to nie będzie stanowiło pomocy publicznej, a co za tym idzie będzie mogło być łączone z innymi źródłami finansowania (jak dotacje z Funduszy UE).

Z polskiej perspektywy program ten jest szczególnie interesujący, ponieważ umożliwi przyspieszenie wymiany krytycznej infrastruktury takiej jak sieci elektroenergetyczne czy gazociągi. W tych kwestiach Polska od dłuższego czasu musi uzupełniać zaniebdania inwestycyjne sprzed lat.

Poza InvestEU odbudowa europejskich gospodarek ma się odbywać z pomocą innych funduszy i mechanizmów, które mają już nieco mniejszy potencjał w kontekście transformacji energetycznej. Te instrumenty to m.in. Europejski Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (560 mld euro), Wsparcie na rzecz Odbudowy Służącej Spójności oraz Terytoriom Europy (React-EU) (55 mld euro) czy też Instrument Wsparcia Wypłacalności (31 mld euro).

#### IV. Podsumowanie

Reasumując powyższe wywody, należy wskazać, że energetyka jest jednym z mniej „poturbowanych” pandemią sektorów gospodarki. W zasadzie jej problemy to reakcja na zakłócenia w łańcuchu dostaw i przerwy w produkcji. Zmniejszające się zapotrzebowanie na energię będzie skutkowało gorszymi wynikami spółek i grup energetycznych. Mniejszy popyt może spowodować też spadek cen co dodatkowo nie poprawi kondycji przedsiębiorstw energetycznych.

Jednocześnie wydaje się, że pandemia przyspieszy procesy, które w polskiej energetyce muszą zdecydowanie nabrać tempa. Wspomniane powyżej fundusze i programy pomogą w transformacji zarówno mocy wytwórczych, jak i sieci. W gmachach ministerstw powstają strategiczne dokumenty i akty prawne dotyczące wodoru i biometanu, a prosumenckie instalacje stają się coraz popularniejsze. Niebagatelny wydaje się również wpływ pandemii na postrzeganie energetyki odnawialnej. Coraz większa część społeczeństwa rozumie, że bezpieczeństwo energetyczne i bezpieczeństwo dostaw łatwiej jest zapewnić, wspierając dużą energetykę systemową energetyką rozproszoną, która jest mniej podatna na międzynarodowe zawirowania gospodarcze i przerywane łańcuchy dostaw.

## Rozwój zasady solidarności energetycznej w orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości

### Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Zasada solidarności energetycznej w kontekście sprawy *Eni*
- III. Zasada solidarności energetycznej w kontekście sprawy *OPAL*
- IV. Podsumowanie

### Streszczenie

Niniejszy artykuł ma na celu zaprezentowanie na podstawie zebranego orzecznictwa rozwoju zasady solidarności energetycznej wyrażonej w art. 194 TFUE. Zasada ta została wprowadzona do prawa pierwotnego UE wraz z wejściem w życie Traktatu z Lizbony ponad dekadę temu. W tym okresie sądy unijne rzadko odnosiły się do tej zasady. Orzecznictwo jej dotyczące należy zatem uznać za mało obszerne.

W efekcie artykuł ten sprowadza się do analizy dwóch spraw, na kanwie których doszło do poruszenia zasady solidarności energetycznej. Po pierwsze, sprawy, która rozstrzygnięcie znalazła w wyroku TSUE z dnia 20 grudnia 2017 r. w sprawie *Eni SpA, Eni Gas & Power France SA, Uprigaz p. Premier minister, Ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer*, sygn. C-226/16, a w której *de facto* kluczowe znaczenie ma Opinia Rzecznika Generalnego *P. Mengozziego*. Po drugie, analizy wyroku TSUE z dnia 20 września 2019 r. w sprawie *OPAL, Rzeczpospolita Polska p. Komisji*, sygn. T-883/16.

Analiza obu spraw wykazała, że na podstawie ww. orzeczeń nadany został dopiero początkowy kształt znaczenia zasady solidarności energetycznej. Wciąż istnieje dużo niewiadomych. Ponadto autor w podsumowaniu niniejszego tekstu wskazuje na sprawy, które aktualnie toczą się przed TSUE i mogą mieć znaczenie w kontekście dalszego jej rozwoju. Niestety ich szczegółowa analiza na tym etapie nie jest możliwa, z uwagi na fakt, że wyroki w tych sprawach jeszcze nie zapadły.

**Słowa kluczowe:** solidarność energetyczna; art. 194 TFUE; OPAL.

**JEL:** K32

\* Doktor; obronił w czerwcu 2020 r. pracę doktorską pt. „Stosowanie Rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw” na Akademii Leona Koźmińskiego; kontakt e-mail: faszczka.jakub@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/000-0002-1970-8944>. Poglądy reprezentowane w niniejszej pracy są prywatnymi poglądami autora.

## I. Wprowadzenie

Zasada solidarności energetycznej jest stosunkowo nową zasadą, która została wprowadzona w 2009 r. Traktatem z Lizbony<sup>1</sup>. Właśnie wtedy do prawa pierwotnego dodano rozdział dotyczący energetyki – nowy Tytuł XXI, na który składa się jeden przepis – art. 194 TFUE<sup>2</sup>. W ust. 1 tego przepisu ustanowiono ramy unijnej polityki energetycznej.

W celu właściwego zrozumienia tego pojęcia należy zwrócić uwagę na ramy jego realizacji. Po pierwsze, rozwój rynku wewnętrznego UE powinien być prowadzony z uwzględnieniem potrzeby zachowania stanu środowiska, po drugie, w duchu solidarności między państwami członkowskimi. Przywołane klauzule generalne stanowią wytyczną odnośnie do tego, co w szczególności powinno być brane pod uwagę przy realizacji celów polityki energetycznej UE, które to określono jako: a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii; b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz d) wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

Wprowadzenie nowego tytułu do Traktatu z Lizbony stanowiło zatem przełamanie dominującego trendu wewnątrz UE, zgodnie z którym osobne postanowienia w traktatach dotyczące polityki energetycznej nie były potrzebne, m.in. z uwagi na introwertyzm rynku energii, tj. brak chęci państw członkowskich do otwarcia swoich rynków energii na inne państwa członkowskie oraz z uwagi na komplementarność innych dziedzin względem energetyki, np. prawa ochrony konkurencji (Nowak, 2009, s. 49). Brak indywidualnego podejścia w odniesieniu do energetyki w traktatach spotkał się z krytyką. Niektórzy przedstawiciele doktryny twierdzili wręcz, że stanowiło to czynnik opóźniający utworzenie wspólnego rynku energii na poziomie ponadnarodowym (Nowak, 2009, s. 49). Należy jedynie zwrócić uwagę, że wprowadzenie rozwiązań przewidzianych w Traktacie z Lizbony nie stanowiło nagłej zmiany w podejściu, a było raczej potwierdzeniem znaczenia energetyki dla UE, która w tym samym roku przyjęła już trzeci pakiet energetyczny<sup>3</sup> mający wprowadzić kolejną, dalej idącą reformę na rynku energii elektrycznej oraz gazu doprowadzającą do liberalizacji ww. rynków.

Wprowadzenie art. 194 TFUE – zgodnie z wnioskiem delegacji polskiej i litewskiej – uzupełnionego o pojęcie „ducha solidarności między Państwami Członkowskimi” (Barcz, 2008, s. 78) wywołało olbrzymie zainteresowanie na poziomie politycznym oraz doktryny. Nastroje towarzyszące jego ocenie wahały się od skrajnie pozytywnych do sceptycznych (Szafranski, 2014, s. 115–120). Oś toczonych dyskusji często sprowadzała się do tego czy w świetle istniejących postanowień

<sup>1</sup> Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, podpisany w Lizbonie dnia 13 grudnia 2007 r. i wszedł w życie 1 grudnia 2009 r. (Dz. U. UE C 306 z 17 grudnia 2007 str. 1).

<sup>2</sup> Art. 194 1. W ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy stanu środowiska, polityka Unii w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi: a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii; b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz d) wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

<sup>2</sup> Bez uszczerbku dla stosowania innych postanowień Traktatów, Parlament Europejski i Rada, stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą, ustanawiają środki niezbędne do osiągnięcia celów, o których mowa w ustępie 1. Środki te są przyjmowane po konsultacji z Komitetem Ekonomiczno-Społecznym i Komitetem Regionów. Nie naruszają one prawa Państwa Członkowskiego do określania warunków wykorzystania jego zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury jego zaopatrzenia w energię, bez uszczerbku dla artykułu 192 ustęp 2 litery c).

<sup>3</sup> Na zasadzie odstępstwa od ustępu 2, Rada, stanowiąc zgodnie ze specjalną procedurą ustawodawczą, jednomyślnie i po konsultacji z Parlamentem Europejskim, ustanawia środki, o których mowa w tym ustępie, jeżeli mają one głównie charakter fiskalny”.

<sup>3</sup> W skład trzeciego pakietu energetycznego wchodziła m.in. dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE. L. z 2009 r. Nr 211, str. 94 z późn. zm.) oraz dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE. L. z 2009 r. Nr 211, str. 55 z późn. zm.).

zobowiązujących do solidarności pomiędzy państwami członkowskimi<sup>4</sup> w ogóle potrzebne jest osobne wskazanie na obowiązek prowadzenia polityki w zakresie energetyki w duchu solidarności. Inaczej mówiąc, w doktrynie wskazywano, że sam fakt wprowadzenia obowiązku tzw. solidarności energetycznej nie będzie jej gwarantem, a obecne rozwiązania wydają się być wystarczające (Nowak-Far, 2007).

Mimo powyższych wątpliwości należy wskazać, że zasada solidarności energetycznej jako szczególny wyraz zasady solidarności nie została wyekstrahowana na podstawie dotychczasowego dorobku TSUE. Nie oznacza to, że nie byłoby to w ogóle możliwe, natomiast wydaje się, że byłoby to znacznie utrudnione. Dlatego wprowadzenie obowiązku realizacji polityki energetycznej w duchu solidarności należy traktować jako wprowadzenie pewnego instrumentu, z którego państwa członkowskie mogły, ale nie musiały wcale korzystać. Powyższe należy rozumieć w ten sposób, że sformułowanie art. 194 ust. 1 TFUE faktycznie dało podstawę do działania i szanse na rozwój solidarności na poziomie unijnej polityki energetycznej.

Po ponad dekadzie obowiązywania art. 194 TFUE zasada solidarności energetycznej nie była częstym przedmiotem orzeczeń sądów unijnych. Można wskazać na faktycznie dwie sprawy, w których judykatura podjęła się określenia charakteru zasady solidarności energetycznej – *Eni i in.*<sup>5</sup>, w której Rzecznik Generalny, P. Mengozzi, w swojej opinii odniósł się do charakteru zasady solidarności energetycznej<sup>6</sup> oraz sprawa *OPAL*<sup>7</sup>. Jednocześnie autor podkreśla, że nie jest jego celem podjęcie próby szczegółowego omówienia zasady solidarności jako takiej. Zasada ta była przedmiotem wielu publikacji naukowych, gdzie została szczegółowo omówiona. Zatem wyjaśnić należy, że celem autora jest jedynie rozwinięcie tego zagadnienia w kontekście przytoczonych spraw przed TSUE, a które mogą mieć olbrzymie znaczenie dla wspólnego rynku energii.

## II. Zasada solidarności energetycznej w kontekście sprawy *Eni*

Wyrok w sprawie *Eni* zapadł w okolicznościach, w których francuska rada stanu zdecydowała się skierować wniosek do TSUE o wydanie orzeczenia w trybie prejudycjalnym. Wniosek ten został złożony w ramach sporu między *Eni SpA i Eni Gas & Power France SA oraz Union professionnelle des industries privées du gaz* a premierem i ministrem środowiska, energii i morza, w przedmiocie zgodności z prawem przepisów dotyczących dostępu do podziemnych magazynów gazu ziemnego w świetle wykładni art. 8 ust. 2 i 5 rozporządzenia 994/2010<sup>8</sup>. Z perspektywy niniejszego artykułu mniejsze znaczenie posiada sam wyrok oraz udzielone przez TSUE odpowiedzi na zadane przez francuską radę stanu pytania prejudycjalne, natomiast istotna jest sama opinia Rzecznika Generalnego, P. Mengozziego.

Rzecznik Generalny w swojej opinii, odnosząc się do przedmiotowych kwestii – zadanych dwóch pytań prejudycjalnych w ramach punktu B, swojej opinii poczynił zwięzłe uwagi w przedmiocie zasady solidarności między państwami członkowskimi w ramach polityki Unii w dziedzinie

<sup>4</sup> Np. obowiązku lojalnej współpracy (art. 4 ust. 3 TUE), postanowień dot. pomocy Unii w przypadku trudności państwa członkowskiego w zaopatrzeniu w niektóre produkty (art. 122 TFUE) lub ogólna zasada solidarności między państwami członkowskimi (art. 2 TUE).

<sup>5</sup> Wyr. TSUE z dnia 20 grudnia 2017 r. w sprawie *Eni SpA, Eni Gas & Power France SA, Uprigaz p. Premier minister, Ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer*, sygn. C-226/16 (dalej: wyrok ws. *Eni*).

<sup>6</sup> Opinia Rzecznika Generalnego P. Mengozziego z dnia 26.07.2017 r., w sprawie *Eni* pod sygn. C-226/16, (dalej: opinia Rzecznika).

<sup>7</sup> Wyr. TSUE z dnia 20 września 2019 r. w sprawie *OPAL, Rzeczpospolita Polska p. Komisji*, sygn. T-883/16, (dalej: wyrok ws. *OPAL*).

<sup>8</sup> Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (DzU 2010, L 295, s. 1).

energii. W tym fragmencie rzecznik *Mengozii* przesądził o charakterze i doniosłości zasady solidarności energetycznej. Stwierdził on wprost, że „[a]rtykuł 194 TFUE, który wprowadził po raz pierwszy do prawa Unii przepis prawa pierwotnego dotyczący polityki energetycznej Unii, przewiduje w ust. 1, że polityka ta ma być realizowana w duchu solidarności między państwami członkowskimi. To odniesienie do solidarności między państwami członkowskimi – dodane podczas redakcji tekstu Traktatu z Lizbony – umiejscawia się w kontekście, w którym zasada solidarności między państwami członkowskimi przyjęła charakter zasady konstytucyjnej. Idea solidarności między państwami członkowskimi jest bowiem nie tylko wyrażona w różnych miejscach traktatów, lecz stanowi, zgodnie z art. 3 ust. 3 akapit trzeci TUE, jeden z celów Unii”.

Z opinii Rzecznika wynikają dwie kluczowe z perspektywy niniejszego artykułu kwestie. Po pierwsze P. Mengozii przesądził o znaczeniu zasady solidarności jako zasady konstytucyjnej. Uznał on, że zasada ta posiada „najwyższą rangę” wśród zasad prawa UE. Po drugie, wskazał, że zasada solidarności między państwami członkowskimi stanowi również jeden z celów Unii. Wskazanie to należy interpretować w następujący sposób. Zasada solidarności energetycznej stanowi element szerszej zasady – zasady solidarności między państwami członkowskimi, która stanowi jeden z celów UE. Oznacza to, że zasada ta powinna być odczytywana jako jeden z celów UE.

Opinia Rzecznika stanowi pierwsze tak precyzyjne odwołanie do zasady solidarności energetycznej w judykaturze. Mimo że konstatacja Rzecznika Generalnego wydaje się dość naturalna na gruncie ogólnych zasad prawa UE, to należy wskazać, że w doktrynie pojawiały się liczne głosy deprecjonujące znaczenie zasady solidarności energetycznej m.in. z uwagi na fakt, że realizowanie konkretnych działań w duchu solidarności nie oznacza tego samego, co realizowanie ich zgodnie z zasadą solidarności (Talus, 2013, s. 278). W ocenie K. Talusa rozróżnienie takie należy uznać jako intencjonalne z uwagi na chęć stopniowania siły z jaką powinno interpretować się określony przepis w zależności od tego czy posługuje się odwołaniem wprost do zasady solidarności, czy do pojęcia bliskoznacznego jak „duch solidarności”. Podobne stanowisko prezentuje R. Zajdler, który uważa, że „charakter desygnatów pojęcia ducha solidarności jest inny aniżeli pojęcia solidarność” (Zajdler, 2019, s. 107).

### III. Zasada solidarności energetycznej w kontekście sprawy *OPAL*

W sprawie *OPAL* Komisja wydała decyzję zwalniającą Ostseepipeline-Anbindungsleitung (dalej: gazociąg *OPAL*) z obowiązku stosowania zasad trzeciego pakietu energetycznego. Gazociąg *OPAL* stanowi odcinek lądowy na zachodzie gazociągu Nord Stream 1, którego punkt wejścia znajduje się w pobliżu miejscowości Lubmin nieopodal Greifswaldu w Niemczech, natomiast punkt wyjścia – w miejscowości Brandov w Republice Czeskiej. Komisja dnia 28 października 2016 r. swoją decyzją dokonała rewizji zwolnienia gazociągu *OPAL* z wymogów zasady TPA<sup>9</sup> oraz taryfowania przyznanych zgodnie z dyrektywą 2003/55/EC na podstawie art. 36 ust. 9 dyrektywy 2009/73<sup>10</sup>. Decyzją tą dokonano rewizji dwóch decyzji Bundesnetzagentur (federalnej agencji do

<sup>9</sup> Ang. *third party access* – zasada dostępu stron trzecich.

<sup>10</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE. L. z 2009 r. Nr 211, str. 94 z późn. zm.; dalej: dyrektywa 2009/73).

spraw sieci) z dnia 25 lutego 2009 r., zmienionych decyzją z dnia 7 lipca 2009 roku<sup>11</sup>. Oznacza to, że transgraniczne zdolności przesyłowe gazociągu OPAL korzystały już przed rokiem 2016 z wyłączenia co do stosowania zasad dostępu stron trzecich do sieci przewidzianych w art. 18 dyrektywy 2003/55<sup>12</sup> i regulacji taryfowej przewidzianej w art. 25 ust. 2–4 tej dyrektywy. Rzeczpospolita Polska z uwagi na charakter zmian złożyła skargę na decyzję z roku 2016, uznając, że narusza ona prawo UE<sup>13</sup>. W skardze podniosła sześć zarzutów. Pierwszy dotyczył naruszenia art. 36 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2009/73 w związku z art. 194 ust. 1 lit. b) TFUE oraz zasady solidarności; drugi – braku kompetencji Komisji i naruszenia art. 36 ust. 1 dyrektywy 2009/73; trzeci – naruszenia art. 36 ust. 1 lit. b) dyrektywy 2009/73; czwarty – naruszenia art. 36 ust. 1 lit. a) i e) dyrektywy 2009/73; piąty – naruszenia wiążących Unię Europejską umów międzynarodowych oraz szósty – naruszenia zasady pewności prawa.

TSUE w wyroku odniósł się jedynie do zarzutu pierwszego przedstawionego przez Rzeczpospolitą Polską, który podzielił na dwie części. W pierwszej z nich zbadał kwestię naruszenia art. 36 ust. 9 dyrektywy 2009/73, gdzie, odniósł się do twierdzenia Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącego tego, że zgodnie z art. 36 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2009/73 wyłączenie regulacyjne na rzecz nowej istotnej infrastruktury gazowej może zostać przyznane jedynie wtedy, gdy inwestycja w daną infrastrukturę zwiększa bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. TSUE podzielił to zagadnienie na dwie odrębne kwestie. Po pierwsze, w kontekście badania przesłanki nowej infrastruktury zbadał czy w tej sprawie faktycznie mamy odczynienia z nowym wyłączeniem. Po drugie, zbadał kwestię zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. Odnosząc się do ww. kwestii TSUE, stwierdził, że rację należało przyznać Komisji. W zakresie pierwszego zagadnienia wskazał, że w tej sprawie Komisja nie zatwierdziła wprowadzenia nowego wyłączenia, lecz zatwierdziła zmianę wyłączenia istniejącego od roku 2009. W tym względzie należało uznać, że transgraniczne zdolności przesyłowe gazociągu OPAL korzystały już wcześniej z wyłączenia, co do stosowania zasad dostępu stron trzecich oraz zasad taryfikacji. W ocenie TSUE istotny był fakt, że nowy system utrzymywał co do zasady istniejące wyłączenie, zmianie zaś uległy jedynie związane z nim warunki. W odniesieniu do drugiego zagadnienia TSUE stwierdził, że jeśli chodzi o kryterium dotyczące zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, to z art. 36 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2009/73 wynika, że to nie wnioskowane wyłączenie, lecz inwestycja powinna zwiększać bezpieczeństwo. W niniejszym przypadku to budowa gazociągu OPAL powinna zatem zwiększyć bezpieczeństwo. Konsekwencją takiego stwierdzenia było, że obowiązek zbadania czy gazociąg OPAL zwiększa bezpieczeństwo ciążył na Komisji w chwili wydawania pierwotnej decyzji – tej z 2009 roku. Oznacza to, że Komisja nie była zobowiązana do zbadania owego kryterium w ramach zaskarżonej decyzji zatwierdzającej jedynie zmianę warunków, którymi było obwarowane wyłączenie. Ostatecznie TSUE uznał pierwszą część zarzutu pierwszego za chybioną, mimo że procedura rewizji decyzji z art. 39 dyrektywy

<sup>11</sup> W odniesieniu do decyzji z dnia 25 lutego 2009 r. Komisja wydała decyzję, w której oczekiwała dodania nowych warunków, stąd wynikała zmiana ww. decyzji w dniu 7 lipca 2009 r.. Aspekt historyczny i faktyczny dot. wydania decyzji OPAL oraz jej znaczenia autor szerzej opisuje w innym artykule, dlatego w niniejszym tekście kwestie te zostały sprowadzone do minimum, które powinno umożliwić zrozumienie omawianych zagadnień. Zob. Faszczka, 2017.

<sup>12</sup> Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE; dalej: dyrektywa 2003/55.

<sup>13</sup> Na marginesie warto jedynie wskazać na interesujący fakt w tej sprawie, że Rzeczpospolita Polska wniosła skargę w dniu 16 grudnia 2016 r., opierając się wyłącznie na komunikacie prasowym dotyczącym zaskarżonej decyzji, opublikowanym przez Komisję w dniu wydania zaskarżonej decyzji, to jest w dniu 28 października 2016 r. Zaskarżona decyzja została natomiast opublikowana na stronie internetowej Komisji w dniu 3 stycznia 2017 r.

2009/73 nie została przewidziana w tej dyrektywie, co mogłoby wskazywać, że Komisja faktycznie wydaje nową decyzję w miejsce starej, a nie dokonuje zmiany decyzji uprzednio wydanej.

W drugiej części TSUE odniósł się do naruszenia art. 194 TFUE, tj. zasady solidarności energetycznej. W skardze Rzeczpospolita Polska podniosła, że w jej ocenie zasada ta zobowiązuje państwa członkowskie oraz instytucje Unii do realizacji polityki energetycznej Unii w duchu solidarności, co oznacza, że z zasadą solidarności energetycznej sprzeczne są w szczególności działania instytucji unijnych, które podważają bezpieczeństwo energetyczne niektórych regionów lub państw członkowskich, w tym bezpieczeństwo dostaw gazu.

W odniesieniu do przedmiotowej sprawy naruszenie Komisji w ocenie Rzeczypospolitej Polskiej miało polegać na niezbadaniu szeregu potencjalnych negatywnych skutków wynikających z wydanej decyzji. Rzeczpospolita Polska wskazała m.in. na to, że zaskarżona decyzja umożliwia Gazpromowi i podmiotom z grupy kapitałowej Gazprom przekierowywanie na rynek Unii Europejskiej dodatkowych wolumenów gazu poprzez pełne wykorzystanie przepustowości gazociągu Nord Stream 1. Wobec braku znaczącego wzrostu popytu na gaz ziemny w Europie Środkowej jedynym możliwym skutkiem spornej zmiany jest wpływ na warunki świadczenia i korzystania z usług przesyłowych na gazociągach konkurencyjnych względem OPAL, tj. na gazociągu Braterstwo oraz gazociągu Jamalskiego, polegający na ograniczeniu lub nawet całkowitym zaprzestaniu przesyłu gazu tymi dwoma gazociągami. W tym względzie Rzeczpospolita Polska wskazała na dwie rzeczy. Po pierwsze, że skutkiem takiego ograniczenia lub zaprzestania przesyłu gazociągiem Braterstwo będzie brak możliwości utrzymania dostaw na terytorium Polski przez ten gazociąg z Ukrainy, co spowoduje brak możliwości zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców na terytorium Polski i wywoła następujące skutki: (i) brak możliwości wypełnienia obowiązku zapewnienia dostaw gazu odbiorcom chronionym przez przedsiębiorstwa do tego zobowiązane; (ii) brak możliwości prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego i wpływ na możliwości handlowego wykorzystania magazynów gazu; (iii) ryzyko znaczącego wzrostu kosztów pozyskania gazu.

Po drugie, z uwagi na wygaśnięcie w maju 2020 r. kontraktu na tranzyt gazu gazociągiem Jamalskim do Europy Zachodniej, a następnie wygaśnięcie w grudniu 2022 r. kontraktu na dostawę gazu do Polski, Rzeczpospolita Polska dostrzegała zagrożenia wiążące się ze zmniejszeniem lub nawet całkowitym wstrzymaniem dostaw gazu przez Gazociąg Jamalski, co miałyby negatywne skutki dla: (i) dostępności mocy importowych do Polski z Niemiec i Republiki Czeskiej; (ii) poziomu stawek przesyłowych z tych dwóch państw; (iii) dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz w Polsce i innych państwach członkowskich Europy Środkowo-Wschodniej.

Komisja w odpowiedzi wskazała, że solidarność energetyczna stanowi koncepcję polityczną wyrażoną w jej komunikatach i dokumentach, podczas gdy zaskarżona decyzja musi spełniać kryteria prawne ustalone w art. 36 ust. 1 dyrektywy 2009/73. Miało to niejako znaczyć, że zasada solidarności energetycznej nie powinna mieć przymiotu zasady „konstytucyjnej”, jak określił to Rzecznik Generalny, P. Mengozzi, w opinii wyrażonej w sprawie *Eni*, a jedynie deklaracji politycznej, która może być realizowana, o ile została sprecyzowana na gruncie innych przepisów oraz w zakresie, w jakim została określona – w tym przypadku poprzez art. 36 dyrektywy 2009/73. Ponadto Komisja podkreśliła, że zasada ta odnosi się do prawodawcy, a nie administracji stosującej przepisy prawne oraz dotyczy jedynie sytuacji kryzysowych związanych z dostawami lub funkcjonowaniem rynku wewnętrznego gazu, podczas gdy dyrektywa 2009/73 ustala zasady

dotyczące normalnego funkcjonowania tego rynku. Co więcej, Komisja wskazywała, że w każdym wypadku wyrażone w art. 36 ust. 1 wspomnianej dyrektywy kryterium zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, które instytucja ta – jak twierdzi – zbadała w zaskarżonej decyzji, może zostać uznane za uwzględniające koncepcję solidarności energetycznej.

Odnosząc się do stanowiska stron TSUE, w pierwszej kolejności wskazał czym jest zasada solidarności energetycznej, umiejscawiając ją jako szczególną odmianę obowiązku solidarności. W tym kontekście TSUE stwierdził, że „[w]spomniany w art. 194 ust. 1 TFUE „duch solidarności” stanowi w tej dziedzinie szczególny wyraz ogólnej zasady solidarności między państwami członkowskimi, o której mowa między innymi w art. 2 TUE, art. 3 ust. 3 TUE oraz art. 24 ust. 2 i 3 TUE, jak również w art. 122 ust. 1 TFUE i art. 222 TFUE. Zasada ta leży u podstaw całego systemu Unii zgodnie z zobowiązaniem określonym w art. 4 ust. 3 TUE”<sup>14</sup>. Oznacza to, że TSUE w sprawie OPAL niejako podzielił stanowisko Rzecznika Generalnego, P. Mengozziego, uznając, że zasada solidarności nie stanowi nieuchwytnego elementu – wytycznej w zakresie prowadzenia polityki energetycznej, a stanowi konkretne zobowiązanie, które „obejmuje prawa i obowiązki zarówno dla Unii, jak i dla państw członkowskich. Z jednej strony Unia jest związana obowiązkiem solidarności wobec państw członkowskich, z drugiej zaś – państwa członkowskie są związane obowiązkiem solidarności między sobą oraz w świetle wspólnego interesu Unii i prowadzonej przez nią polityki”<sup>15</sup>.

Jednocześnie TSUE wskazał, że „stosowanie zasady solidarności energetycznej nie oznacza jednak, że polityka Unii w dziedzinie energetyki nie może w żadnym wypadku mieć negatywnych skutków dla szczególnych interesów danego państwa członkowskiego w dziedzinie energetyki. Niemniej jednak instytucje Unii i państwa członkowskie są w ramach stosowania tej polityki zobowiązane uwzględniać zarówno interesy Unii, jak i interesy poszczególnych państw członkowskich oraz wyważać te interesy w przypadku sprzeczności”<sup>16</sup>. W tym kontekście TSUE uznał, że na Komisji ciążył obowiązek dokonania oceny czy zaproponowana przez niemiecki organ regulacyjny zmiana warunków korzystania z gazociągu OPAL mogła naruszyć interesy innych państw członkowskich w dziedzinie energetyki i w przypadku odpowiedzi twierdzącej – wyważenia tych interesów z interesem, jaki owa zmiana stanowi dla Republiki Federalnej Niemiec i, w stosownym wypadku, dla Unii<sup>17</sup>. Powyższe w ocenie TSUE świadczy o tym, że Komisja, podejmując decyzję o zmianie zakresu zwolnienia gazociągu OPAL, powinna uwzględnić sytuację innych państw członkowskich, w tym m.in. Polski. W tym kontekście należy wskazać, że z określenia przez TSUE zasady solidarności energetycznej wynika dwojakie jej ograniczenie.

Po pierwsze TSUE zwraca uwagę, że zasada solidarności energetycznej stanowi pewnego rodzaju probierz dla podejmowanych decyzji przez państwa członkowskie lub przez instytucje UE, które powinny uwzględniać interesy i je równoważyć w przypadku sprzeczności. Jak zwraca uwagę K. Talus nie oznacza to, że TSUE twierdzi, że nie można podjąć decyzji sprzecznej z interesami innego państwa członkowskiego<sup>18</sup>. Oznacza to tylko tyle, że organy unijne oraz państwa członkowskie powinny dokonywać analizy skutków podejmowanych przez siebie aktów z per-

<sup>14</sup> Wyr. ws. OPAL, pkt 69.

<sup>15</sup> Ibidem, pkt 70.

<sup>16</sup> Ibidem, pkt 70–77.

<sup>17</sup> Wyr. TSUE z dnia 20 września 2019 r. w sprawie OPAL – *Rzeczpospolita Polska p. Komisji*, sygn. T-883/16, pkt 70–74.

<sup>18</sup> Wypowiedź K. Talusa – nagranie audio pt. *One for All and All for One*, dostępne online na dzień 01.07.2020 na: <https://fsr.eui.eu/one-for-all-and-all-for-one-the-general-court-ruling-in-the-opal-case/>.



spektywy solidarności energetycznej tzn. w pierwszej kolejności decydent powinien zweryfikować czy w wyniku podejmowanej decyzji dochodzi do naruszenia poszczególnych interesów, jeżeli tak, to powinno dojść do dalszego badania danego zagadnienia. W drugim kroku powinno zostać przeanalizowane czy korzyści, jakie można osiągnąć z przyjęcia danego aktu, przeważają nad jej negatywnymi skutkami. W efekcie można uznać, że TSUE *de facto* w ramach testu proporcjonalności stworzył dwustopniowy „test solidarności energetycznej” przyjmowanych aktów.

Po drugie, TSUE określa, że obowiązek dotyczy stosowania polityki w dziedzinie energetyki. To określenie zostało wprost przeniesione z art. 194 TFUE. Natomiast pytaniem otwartym pozostaje, co oznacza, że obowiązek solidarności energetycznej „odnosi się do polityki w dziedzinie energetyki”. Czy należy przez to rozumieć, że jakakolwiek decyzja wydawana w ramach realizowania, ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego w zakresie energii lub dotycząca rynku energii (w dziedzinie energetyki) powinna uwzględniać zasadę solidarności wyrażoną w art. 194 TFUE. Dość intuicyjnie należy przyjąć, że praktycznie każdorazowo można zaliczyć do tych aktów decyzje wydawane przez Komisję na podstawie aktów prawnych wchodzących w skład III pakietu energetycznego, np. decyzję dot. certyfikacji operatorów (Buschle, Talus, s. 10). Natomiast wątpliwość może pojawić się w odniesieniu do innej kategorii spraw, które dotyczą energetyki. Mowa tu np. o decyzjach wydawanych w sprawach antymonopolowych, dotyczących rynków energii lub realizacji postanowień innych aktów, które mogą mieć znaczenie również dla rynku energii, np.: rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/452 z dnia 19 marca 2019 r. ustanawiające ramy monitorowania bezpośrednich inwestycji zagranicznych w Unii. W ocenie autora w świetle dosłownej treści ww. wyroku taka decyzja lub rozporządzenie również powinny obejmować swoim zakresem obowiązek zbadania czy nie dochodzi do naruszenia zasady solidarności energetycznej.

Ponadto istotna wątpliwość istnieje w odniesieniu do tego, jak należy rozumieć, że zasada solidarności energetycznej swoim zakresem obejmuje również relacje pomiędzy państwami członkowskimi. Czy należy przez to rozumieć fakt, że wszystkie decyzje podejmowane przez państwo członkowskie dotyczące dziedziny energetyki powinny być realizowane z poszanowaniem zasady solidarności energetycznej? Jeżeli tak, to czy np. decyzja dotycząca budowy elektrowni jądrowej powinna być rozpatrywana również z tej perspektywy? Powyżej przedstawiona wykładnia wyroku w sprawie *OPAL* wynika z dosłownej wykładni jego treści i wydaje się mieć bardzo daleko idące skutki dla polityki energetycznej państw członkowskich. *K. Talus* zwraca uwagę, w tym kontekście, na możliwość węższej interpretacji tego wyroku, w której państwo członkowskie zobowiązane jest do realizacji zasady solidarności energetycznej jedynie wtedy, kiedy realizuje środki wynikające z prawa UE<sup>19</sup>. Za takim rozumieniem wyroku zdaje się również przemawiać już przytoczony wcześniej pkt 70 zd. drugie, gdzie TSUE wskazał, że „państwa członkowskie są związane obowiązkiem solidarności między sobą oraz w świetle wspólnego interesu Unii i prowadzonej przez nią polityki”. Powyższe mogłoby wskazywać, że jednak solidarność państw członkowskich powinna być ograniczona do wspólnego interesu Unii i prowadzonej przez nią polityki. Kolejnym argumentem przemawiającym za przyjęciem takiej wykładni mogłoby być uwzględnienie szerszego kontekstu, tzn. fakt, że kompetencje w zakresie energetyki pozostają kompetencjami dzielonymi pomiędzy państwa członkowskie oraz pomiędzy UE. W zakresie, w jakim są to kompetencje

<sup>19</sup> Ibidem.

UE państwa członkowskie zobowiązane są do realizacji zasady solidarności energetycznej w rozumieniu wskazanym przez TSUE w wyroku ws. *OPAL*. W przeciwnym razie obowiązek taki nie powstaje.

#### IV. Podsumowanie

Faktycznie wyrok ws. *OPAL* stanowi pierwsze orzeczenie odnoszące się bezpośrednio do zasady solidarności energetycznej, które nadaje jej ramy. Wypowiedź Rzecznika Generalnego, P. Mengozziego, należy traktować jako istotny element dla omawianego zagadnienia natomiast o zdecydowanie mniejszym znaczeniu niż ww. wyrok. Tym samym należy zwrócić uwagę na kolejne orzeczenia, w których można spodziewać się rozwinięcia znaczenia zasady solidarności energetycznej. Najbardziej interesujące w tym kontekście wydaje się, że będzie odwołanie złożone przez rząd Niemiec od wyroku ws. *OPAL*, który w swojej argumentacji kwestionuje znaczenie zasady solidarności energetycznej, wskazując m.in. na fakt, że nie może ona stanowić kryterium prawnego, a jedynie wytyczną kierunkową. W ocenie autora nie można się zgodzić z taką argumentacją. Niemniej jednak bardzo interesujące jest to, jakie stanowisko w tej sprawie zajmie TSUE przy okazji rozpatrywania odwołania od wyroku ws. *OPAL*.

Kolejnym orzeczeniem, które może mieć doniosłe znaczenie dla omawianego zagadnienia, w kontekście tego, jak szeroko należy rozpatrywać kategorię „dziedziny energetyki” może być wyrok w sprawie T-616/18. Jeżeli SUE zajmie się, w ogóle tą kwestią to może on określić zakres zastosowania zasady solidarności energetycznej. W sprawie tej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zaskarżyło decyzję Komisji kończącą postępowanie antymonopolowe dotyczące nadużywania przez Gazprom pozycji dominującej na rynku dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowo-Wschodniej (AT.39816 – sprawa *KE vs Gazprom*), akceptując zobowiązania Gazprom. Skarżąca w tej sprawie podniosła m.in. zarzut niezgodności przyjętej decyzji z zasadą solidarności energetycznej poprzez wydanie decyzji sprzecznej z celami polityki energetycznej Unii Europejskiej oraz z pominięciem jej negatywnego wpływu na europejski rynek dostaw gazu, w szczególności utrwalającej dalszą izolację i utrzymanie warunków niekonkurencyjnych na rynkach gazu państw Europy Środkowo-Wschodniej w stosunku do Europy Zachodniej, pomimo że celem tej polityki jest integracja tych rynków oraz zapewnienie na wszystkich rynkach unijnych równych warunków konkurencji<sup>20</sup>.

Zasada solidarności energetycznej rozwinięta przez wyrok ws. *OPAL* może wywrócić do góry nogami praktykę decyzyjną organów UE. Natomiast w ocenie autora w praktyce stosowanie zasady solidarności może sprowadzić się do tego, że organy unijne będą wykazywać przy podejmowaniu aktów w dziedzinie energetyki, że dokonały badania zasady solidarności energetycznej np. poprzez konsultacje z podmiotami potencjalnie dotkniętymi. W przypadku uznania, że istnieją sprzeczne interesy aktorów na rynku unijnym będą musiały przeprowadzić ocenę, czy korzyści płynące z przyjęcia danego aktu przeważają nad negatywnymi skutkami powstającymi dla jednego lub grupy państw członkowskich. Odrębnym zagadnieniem będzie to jak ukształtuje się ewentualny zakres kontroli takich aktów przez TSUE. Można się spodziewać, że TSUE w wyniku przyjętych w przyszłości orzeczeń ograniczy możliwość kontroli przeprowadzanych analiz

<sup>20</sup> Streszczenie skargi PGNiG dostępne na stronie ecuria.europa.eu, dostępne online na dzień 2020.07.01 <http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=209933&pageIndex=0&doclang=PL&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=12144584>.

(np. w stosunku do aktów Komisji), ograniczając swoją jurysdykcję jedynie do oczywistych błędów w ocenie lub całkowitego pominięcia analizy kwestii związanych z solidarnością energetyczną. Mimo powyższych przewidywań, należy uznać, że kierunek w jakim aktualnie rozwija się znaczenie zasady solidarności energetycznej jest niewątpliwie słuszny, z uwagi na fakt, że prowadzi to do wymuszenia integracji w UE na zupełnie nowym poziomie. Wyrok ws. OPAL może mieć również istotne znaczenie polityczne. Z uwagi na obowiązek niejako wzajemnego respektowania interesów państw członkowskich może dojść do uważniejszej analizy interesów innych państw członkowskich. Takie podejście może doprowadzić do tego, że utrudnione będzie prowadzenie polityki przez Rosję, w ramach której traktuje państwa Europy Zachodniej jako lukratywnych kontrahentów, a państwa Europy Środkowo-Wschodniej w sposób neo-imperialistyczny (Proedrou, 2012, s. 80-102). Zmiana taka utrudniałaby prowadzenie Rosji dotychczasowej polityki względem państw Europy Środkowo-Wschodniej, tj. w myśl zasady *divide et impera* (Proedrou, 2012, s. 124).

## Bibliografia

- Barcz, J. (2009). Przewodnik po Traktacie z Lizbony. Traktaty Stanowiące Unię Europejską, Stan obecny oraz teksty skonsolidowane w brzmieniu Traktatu z Lizbony. Warszawa: Lexis Nexis.
- Buachle, D., Talus, K. (2019). One for All and All for One? The General Court Ruling in the OPAL Case, OGEL 5, [www.ogel.org](http://www.ogel.org).
- Faszczka, J. (2017). Studium przypadku OPAL: wybrane aspekty decyzji zwalniającej infrastrukturę ze stosowania zasad trzeciego pakietu energetycznego, na przykładzie gazociągu OPAL. *Krytyka Prawa. Niezależne studia nad prawem*, 9(4).
- Nowak, B. (2009). *Energy Policy of the European Union Chosen legal and political aspects and their implications for Poland*. Warszawa: Wydawnictwo Akademickie i Profesjonalne.
- Nowak-Far, A. (2007). Rynek wewnętrzny i polityki Unii Europejskiej. *Sprawy Międzynarodowe*, 4.
- Proedrou, F. (2012). *EU energy security in the gas sector*. Farnham: Routledge.
- Szafrański, A. (2014). *Prawo Energetyczne wartości i instrumenty ich realizacji*. Warszawa: C.H. Beck.
- Talus, K. (2013). *EU Energy Law and Policy A critical Account*. Oxford: Oxford University Press.
- Zajdler, R. (2019). *Kodeksy Sieci Rynku Energii Elektrycznej i Gazu Ziemi w porządku prawnym post lizbońskiej Unii Europejskiej*. Warszawa: WUT Publishing House.

**Eryk Kosiński,**  
***Regulacja sektora energetycznego***  
***w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie.***  
***Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego,***  
**Wydawnictwo Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza**  
**w Poznaniu, Poznań 2019, ss. 878**

Monografia autorstwa dr hab. Eryka Kosińskiego, prof. UAM pt. *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego* jest efektem badań naukowych prowadzonych w ramach projektu badawczego Narodowego Centrum Nauki nr 2016/21/B/HS5/00054, umowa nr UMO-2016/21/B/HS5/00054, pt. *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Porównanie celów i prawnych środków regulacji sektora energetycznego*, pod kierownictwem autora recenzowanej monografii.

Celem monografii Profesora Eryka Kosińskiego jest dokonanie analizy regulacji prawnej sektora energetycznego, czyli problematyki regulacji sektorowej dla sektora energetycznego Ukrainy, poprzez odniesienie jej do regulacji sektora energetycznego Unii Europejskiej oraz sformułowanie wniosków w zakresie zbliżenia tych systemów prawnych do siebie.

Autor w pracy podjął się kwestii ustalenia celów i wartości oraz instrumentów prawnych o charakterze interwencyjnym, występujących w analizowanych regulacjach sektora energetycznego. Ustalenia dokonane przez Autora pozwalają na dokonanie porównania stopnia rozwoju tych regulacji, jak również udzielają odpowiedzi na pytanie o różnice i podobieństwa w regulacji sektora energetycznego Ukrainy oraz Unii Europejskiej. Co istotne, Autor podjął się odpowiedzi na pytanie o stopień zbliżenia regulacji sektora energetycznego Ukrainy do regulacji Unii Europejskiej, w szczególności uwzględniając postanowienia Układu Stowarzyszeniowego pomiędzy Unią Europejską i jej państwami członkowskimi a Ukrainą z 21 marca 2014 roku.

W recenzowanej pracy została prawidłowo zastosowana metoda analityczna, uwzględniająca najnowsze osiągnięcia semiotyki, a także logiki deontycznej w zakresie badania prawa. Autor również zasadnie zastosował metodę prawnoporównawczą w obszarze badań nad prawem pozytywnym Unii Europejskiej i Ukrainy, badając przepisy traktatowe (prawo pierwotne Unii Europejskiej) i konstytucyjne (Ukraina), jak i unijne prawo wtórne oraz akty ustawowe i niższego rzędu (podustawowe) Ukrainy.

Profesor Eryk Kosiński dokonał wnikliwej i kompleksowej kwerendy dostępnej literatury naukowej, głównie z obszaru nauki prawa, ale również – co jest bardzo istotne z uwagi na interdyscyplinarny charakter problematyki regulacji gospodarczej – ekonomii i nauk politologicznych, wykorzystując literaturę anglojęzyczna, polską oraz ukraińską.

Założona przez Autora koncepcja recenzowanej monografii została w pełni zrealizowana, czego wyrazem jest konsekwentna treść wszystkich części pracy. Podjęty temat, dotyczący zarówno kwestii ustrojowych, materialnoprawnych, jak i proceduralnych, ale także strukturalnych i legislacyjnych jest nader interesujący, tak z teoretycznego, jak i praktycznego punktu widzenia.

Ujęcie tematu oraz badanej problematyki jest oryginalne i w pełni zasługuje na pozytywną ocenę, ze względu zarówno za swoją aktualność, jak również znaczenie społeczno-gospodarcze.

Struktura recenzowanej pracy jest prawidłowa, zaś poszczególne badane kwestie zostały posegregowane w logiczny i spójny układ. Praca składa się z trzech rozbudowanych wewnętrznie rozdziałów. Pierwszy rozdział poświęcony jest pojęciu regulacji sektorowej, w tym doktrynalnemu ujęciu na gruncie nauki prawa, ekonomii i politologii. Drugi rozdział zawiera charakterystykę sektora energetycznego w Unii Europejskiej, w aspekcie ustrojowym i materialnoprawnym, jak również wskazuje na cele i prawne środki (instrumenty) regulacji sektora energetycznego w Unii Europejskiej w świetle aktualnie obowiązujących regulacji prawnych. Ostatni merytoryczny trzeci rozdział dotyczy regulacyjnych kwestii sektora energetycznego na Ukrainie. Podsumowanie pracy zawiera bardzo interesujące wnioski końcowe, z obszaru współczesnego rozumienia pojęcia regulacji sektorowej, jak również ujmuje zwięźłą syntezę stanu dostosowania regulacji sektora energetycznego na Ukrainie do regulacji Unii Europejskiej wraz ze wskazaniem tendencji rozwojowych w tym zakresie.

Fundamentalne znaczenie dla rozwoju badań nad regulacją sektora energetycznego, jak i rozwoju prawa energetycznego, ma wypracowana przez Profesora Eryka Kosińskiego koncepcja pojęcia regulacji sektorowej. Autor, przyjmując kryterium funkcji, jaką działalność państwa wypełnia, zasadnie opowiedział się za funkcjonalnym spojrzeniem na regulację sektorową. Jak słusznie wywodzi Profesor Eryk Kosiński, regulacja sektorowa to szczególna ingerencja państwa w gospodarkę, skierowana do sektorów infrastruktury sieciowej (tak zarówno przedsiębiorców tych sektorów, jak i odbiorców i konsumentów dóbr i usług, oraz wszystkich innych uczestników rynku), którą wyróżnia od innych form interwencji państwa w gospodarkę szereg zidentyfikowanych cech (elementów), jak m.in.: szczególne podmioty, adresaci regulacji sektorowej; szczególny rodowód przedsiębiorców przedmiotowych sektorów gospodarki; szczególny charakter infrastruktury znajdującej się w posiadaniu (zarządzanej przez przedmiotowych przedsiębiorców); występowanie tzw. organu regulacyjnego (regulatora rynku); występowanie uznania regulacyjnego; wysoki poziom interesu publicznego w interwencji państwa; występowanie w przedmiotowych sektorach gospodarki tzw. dóbr publicznych; szczególne cele regulacji; dominująca metoda regulacji, polegająca na działaniach władczych o charakterze *ex ante*, ale także o charakterze *ex post* i hybrydowym; duży stopień przesycenia ekonomią; szczególne prawne środki (instrumenty) regulacyjne, właściwe wyłącznie dla tej formy interwencji państwa, wskazując na takie środki jak zapewnienie dostępu stron trzecich do infrastruktury (ang. *Third Party Access*), czy rozdzielenie funkcji gospodarczych (ang. *separation of business functions, unbundling*).

Prowadzony w monografii wywód merytoryczny, jak i przyjęty układ i kolejność omawianych zagadnień cechuje metodologiczna prawidłowość. Pracę cechuje zarówno charakter właściwy dla opracowania teoretycznego, a jednocześnie zaspokaja potrzeby czytelnika-praktyka. Sformułowane na tle wskazanych źródeł tezy, jak również wyciągnięte wnioski są poprawne i nie budzą wątpliwości.

Warto podkreślić, że monografia Profesora Eryka Kosińskiego została przygotowana w trzech językach. Każdy ze wskazanych powyżej rozdziałów jest przygotowany w języku polskim, języku angielskim oraz języku ukraińskimi. Nie ulega wątpliwości, że recenzowana monografia stanowi cenne źródło na temat regulacji sektorowej w Unii Europejskiej i na Ukrainie zarówno dla czytelników w Polsce, ale także innych państwach europejskich, w tym w szczególności na Ukrainie.

W zakresie kwestii formalnych stwierdzam, że praca spełnia wymóg formalnej poprawności. W recenzowanej pracy zaprezentowano szereg niezwykle trafnych, prawidłowych i właściwie sformułowanych tez oraz wniosków i konstatacji.

Biorąc pod uwagę powyższe oceniam bardzo pozytywnie publikację autorstwa dr hab. Eryka Kosińskiego, prof. UAM pt. *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego*. Monografia posiada charakter zarówno naukowy, jak i nie brakuje jej istotnych walorów praktycznych. Spełnia ona w moim przekonaniu wymogi stawiane tego rodzaju pracom i stanowi cenne opracowanie dla teoretyków i praktyków zajmujących się regulacją sektorową i samym sektorem energetycznym.

**dr hab. Mirosław Pawełczyk, prof. nadzw.**

Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1344-8026>

**Magdalena Porzeżyńska,**  
***Pomoc państwa na produkcję energii***  
***ze źródeł odnawialnych w prawie Unii Europejskiej,***  
**Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2020, ss. 276**

Książka Magdaleny Porzeżyńskiej poświęcona jest zagadnieniom dopuszczalności pomocy państwa na produkcję energii ze źródeł odnawialnych w prawie Unii Europejskiej.

Książka została podzielona na pięć rozdziałów. Rozdział I zatytułowany „Zagadnienia wprowadzające” ma charakter definiujący i porządkujący zagadnienia, m.in. zdefiniowane są pojęcia „odnawialnych źródeł energii” i „pomocy państwa na gruncie prawa Unii Europejskiej”. W rozdziale tym Autorka opisuje podstawowe problemy związanych ze stosowaniem energii ze źródeł odnawialnych. Zagadnienia te stanowią punkt wyjścia dla dalszych rozważań Autorki.

W rozdziale II pt. „Podstawy prawne dotyczące produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej” przeanalizowano ramy prawne dla przyjmowania środków prawnych w przedmiocie produkcji i stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w tym instrumenty prawnomiędzynarodowe, których stroną jest Unia Europejska. Autorka zbadała również umowy międzynarodowe zawierane przez Unię Europejską w zakresie ochrony klimatu. Kluczowa wydaje się teza, że sięganie po wsparcie ze środków publicznych na rzecz wytwórców energii ze źródeł odnawialnych jest niezbędne w zakresie zmian klimatu.

Rozdział III jest udaną próbą ustalenia elementów pojęcia pomocy państwa w kontekście zagadnień związanych z produkcją energii z odnawialnych źródeł. Rozważania w nim zawarte służą odpowiedzi na pytania, czy i w jakim zakresie przyznawana pomoc na produkcję energii ze źródeł odnawialnych może stanowić pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE. Odpowiedzi na te pytania słusznie szuka Autorka przede wszystkim w orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej i praktyce decyzyjnej Komisji.

W Rozdziale IV pt. „Dopuszczalność pomocy państwa na produkcję energii ze źródeł odnawialnych” Autorka przeanalizowała zagadnienia prawne związane z dopuszczalnością pomocy państwa na produkcję energii ze źródeł odnawialnych i przedstawiła bogatą praktykę decyzyjną Komisji w tej materii.

Rozdział V zatytułowany „Krajowe systemy wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych w świetle reguł dotyczących pomocy państwa” analizuje zagadnienia związane z kwalifikacją krajowych systemów wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych stosowanych przez państwa członkowskie UE. Na uwagę zasługuje część rozdziału poświęcona systemowi wsparcia w polskim porządku prawnym.

W zakończeniu przedstawiono wnioski z przeprowadzonych analiz. Recenzowaną książkę przeczytałam z dużym zainteresowaniem, jej tekst świadczy o tym, że Autorka wykonała badania naukowe. Książka ta jest pierwszą monografią poruszającą tę tematykę w Polsce. Warsztat naukowy Autorki jest imponujący. W monografii wykorzystano wiele pozycji bibliograficznych w tym obcojęzycznych, a także w sposób satysfakcjonujący oparto wywody na aktach normatywnych

oraz orzecznictwie. Wykorzystano także inne źródła (np. decyzje). Występujące w tekście przypisy są liczne i zbudowane prawidłowo. Poruszane w tej monografii zagadnienia mają doniosły walor teoretyczny i praktyczny

**dr hab. Marzena Czarnecka, prof. nadzw.**

Wydział Finansów i Ubezpieczeń

Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0565-8357>



**Tina Hunter, Ignacio Herrera,  
Penelope Crossley, Gloria Alvarez (red.),  
*Podręcznik prawa energetycznego*  
[*Routledge Handbook of Energy Law*],  
Routledge, Nowy Jork 2020, ss. 626**

Nakładem wydawnictwa Routledge w roku 2020 ukazało się opracowanie pod tytułem *Routledge Handbook of Energy Law* pod redakcją naukową Tiny Hunter, Ignacio Herrery, Penelope Crossley i Glorii Alvarez. Publikacja ta znakomicie wpisuje się w tematykę bieżącego numeru iKAR-a, którą jest sektor energetyczny (zwłaszcza sektor energii cieplnej). Dlatego też nie sposób jest o niej nie wspomnieć przy tej okazji. Tematyka książki jest także bardzo aktualna ze względu na zmiany prawne w sektorze energetycznym na całym świecie, a także z racji przekrojowego charakteru publikacji.

Za redakcją naukową odpowiadają cztery osoby o bogatym dorobku naukowym i eksperckim w obszarze energetyki: prof. Tina Soliman-Hunter, dyrektor Centrum Naukowego Prawa Energetycznego Uniwersytetu w Aberdeen (Aberdeen University Centre for Energy Law – AUCEL); dr Ignacio Herrera Anchustegui, pracownik naukowy Wydziału Prawa w Bergen (Faculty of Law of the University of Bergen) oraz członek Centrum Naukowego Prawa Konkurencji i Ekonomii w Bergen (Bergen Center for Competition Law & Economics – BECCLE); dr Penelope Crossley, pracownik naukowy Wydziału Prawa Uniwersytetu w Sydney (Sydney Law School of the University of Sydney) oraz członek Australian Energy Storage Alliance; dr Gloria Alvarez, pracownik naukowy w Centrum Naukowym Prawa Energetycznego Uniwersytetu w Aberdeen (Aberdeen University Centre for Energy Law – AUCEL). Autorami książki jest blisko czterdziestu specjalistów powiązanych z sektorem energetycznym pochodzących z Wielkiej Brytanii, Norwegii, Stanów Zjednoczonych Ameryki, Kanady, Finlandii, Danii, Polski, Meksyku, Kolumbii i Chin. Większość z nich to doświadczeni pracownicy uczelni wyższych oraz międzynarodowych kancelarii prawnych.

Zasadniczym celem redaktorów oraz autorów niniejszej pracy jest przedstawienie światowego porządku prawnego w zakresie energetyki na przykładzie wybranych państw świata. Dobór autorów i problematyki, jaką się oni zajmują w poszczególnych rozdziałach wydaje się, że w pełni pozwolił na osiągnięcie założonego celu i przedstawienie światowych trendów w prawie energetycznym. Książka porusza bowiem problematykę sektora energetycznego z kilku perspektyw, ukazujących całościowy obraz z perspektywy przeszłości, teraźniejszości i, co chyba najważniejsze, przyszłości.

Zespół redaktorów i autorów przeprowadził badania, które mają na celu zobrazowanie przejścia z epoki człowieka węglowego (*Hydrocarbon Man*) do czasów człowieka elektrycznego (*Electricity Man*). W kontekście przyszłości Autorzy wskazują na szereg aspektów, w tym w szczególności aspekt techniczny odnawialnych źródeł energii: zmienność dostaw, niestabilność systemu dostaw i bezpieczeństwo dostaw. Zwracają oni także uwagę, że wprowadzenie nowych form dostaw energii elektrycznej może również generować koszty osierocone i problemy inwestycyjne związane z wygaszaniem elektrowni tradycyjnych (węglowych), co wymaga realizacji

dużych inwestycji w zakresie infrastrukturalny energetycznej dla nowych źródeł energii. Książka pozostawia jednak pewien niedosyt w zakresie przekształceń gospodarek opartych obecnie na energetyce węglowej, albowiem w ograniczonym zakresie odnosi się do samego zagospodarowania czy też przekształcenia tej, odchodzącej w przeszłość zdaniem Autorów, gałęzi energetyki na świecie. Książka niewątpliwie stanowi jednak pogłębioną analizę w zakresie funkcjonowania sektora energetycznego na świecie, wychwytyjącą istotne zagadnienia dzisiejszego sektora energetycznego, cenne w szczególności z polskiej perspektywy badawczej.

Książka została podzielona na osiem części. Pierwsza część książki (opracowania autorstwa: T. Soliman Hunter i Ignacio Herrery Anchustegui pt. *Introduction to the Routledge Handbook of Energy Law* (s. 3–13), D.M. Ong pt. *From stakeholders to actors? the progressive integration of environmental, social and cultural considerations within international energy law* (s. 14–41), E. Nordtveit pt. *International energy law in perspective: the relationship between national and international energy law* (s. 42–57) oraz J. Preston pt. *Reconceptualising energy security from a legal perspective in the context of climate change* (s. 58–73)) stanowi wprowadzenie do dalszych części książki i ma charakter ogólny. Jest to bowiem ogólny przegląd prawa energetycznego na świecie, z uwzględnieniem roli poszczególnych organizacji międzynarodowej, prawa międzynarodowego oraz bezpieczeństwa światowego, zmian klimatycznych i postępu technologicznego.

Zasadnicza części książki (części II–VII) została podzielona na podstawie kryterium geograficznego. W książce znaleźć można sześć rozdziałów odpowiadających regionom geograficznym opartych na kontynentach oraz odrębną część poświęconą Federacji Rosyjskiej, która została uznana przez zespół redaktorów i autorów za szczególny region świata, stanowiący potęgę energetyczną rozciągającą się w Euroazji.

Część europejska książki (*Europe*) (s. 75–182) składa się z pięciu artykułów, w których autorzy podejmują się niełatwego zadania, jakim jest identyfikacja skutków i tendencji w prawie energetycznym na poziomie Unii Europejskiej oraz poszczególnych państw europejskich (nie tylko państw członkowskich Unii Europejskiej), przy uwzględnieniu postępu technologicznego i zmian klimatycznych. Przykładowo, należy wskazać, że w tej części pracy znaleźć można analizę m.in. procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego poprzez dezintegrację pionowo zintegrowanych krajowych czempionów, stosowania arbitrażu w sektorze odnawialnych źródeł energii czy zastosowania gazu łubkowego jako źródła energii w Europie. Lektura poszczególnych rozdziałów prowadzi do wniosku, że zdaniem autorów (zwłaszcza Sirja-Leena Penttinen) problematyka energetyki w Europie jest zdeterminowana nadmiernie przez prawo Unii Europejskiej, podczas gdy sektor ten ma charakter światowy. Wydaje się, że lektura tej części książki może stanowić przyczynek do dyskusji na temat zakresu i roli prawa unijnego w piśmiennictwie krajowym, albowiem nie identyfikuje się tego zagadnienia jako pola naukowych rozważań krajowej doktryny.

Szczególną uwagę należy zwrócić także na część drugą książki (*Russia*) (s. 183–230) dotyczącą sektora energetycznego w Federacji Rosyjskiej. Tematyka funkcjonowania energetyki, przez co rozumie się także paliwa ciekłe, wydaje się, że stanowi zagadnienie znajdujące się poza nurtem badań polskiej nauki prawa gospodarczego. Osobiście uważam, że stan wiedzy w tym zakresie jest zdecydowanie niewystarczający, a brak naukowego zainteresowania tym obszarem może zdumiewać z racji niekwestionowanego powiązania polskiej gospodarki, a zwłaszcza energetyki,

z rosyjską gospodarką, której kołem zamachowym jest energetyka<sup>1</sup>. Z tego względu *Routledge Handbook of Energy Law* stanowi cenne źródło wiedzy zwłaszcza z polskiej perspektywy badawczej. Część dotycząca rosyjskiego porządku prawnego obejmuje zakresem okres reform za kadencji prezydenta B. Jelcyna, w czasie których dokonano szeregu zmian strukturalnych rosyjskiej energetyki, przez okres częściowej prywatyzacji sektora, aż po okres wprowadzenia rozwiązań prawnych dla odnawialnych źródeł energii, które odbiegają od typowych rozwiązań przyjętych w Europie (odmienne instrumenty wsparcia dla odnawialnych źródeł energii).

W kolejnych częściach książki (od trzeciej do siódmej) zostały przeanalizowane porządki prawne dla pozostałych regionów świata, w podziale na Amerykę Północną (IV *North America*) (s. 231–288), Amerykę Łacińską (V *Latin America*) (s. 289–374), Azję i Australię (VI *Asia and Australia*) (s. 375–467), Afrykę i Bliski Wschód (VII *Africa and the Middle East*) (s. 469–546). Wymienione powyżej opracowania stanowią cenne źródło wiedzy na temat funkcjonowania energetyki w tych regionach zarówno w aspekcie regionalnym, bilateralnym, krajowym, jak i lokalnym. Warto zwrócić uwagę, że poszczególne opracowania nie mają charakteru przeglądowego w zakresie prawa, ale stanowią ujęcie problemowe w szerokim kontekście gospodarczo-społecznym, który z perspektywy krajowego czytelnika wydaje się być szczególnie wartościowy. Autorzy zwracają uwagę m.in. na kontekst historyczny, konflikty o różnicowanym charakterze, uwarunkowania środowiska naturalnego czy sporne kwestie dotyczące granic na lądzie oraz na morzu. W kilku miejscach książki (w szczególności w rozdziale autorstwa M. Marmolejo-Cervantes pt. *Energy justice as a key driver to unlock the transition from energy reform to energy counter-reform: the rise of the immutability theory* (s. 310–323)) podkreśla się szczególną rolę sprawiedliwości społecznej w sektorze energetycznym, która w niektórych porządkach prawnych jest traktowana jako swoiste narzędzie regulacji tego sektora. Ważny jest także dobór krajowych porządków prawnych w pracy – autorzy nie ograniczają swoich badań do największych i najbardziej energochłonnych państw na świecie (np. Chiny, Stany Zjednoczone), ale badają zagadnienia prawne w krajach o stosunkowo niższym poziomie energochłonności (np. Jordania, Kolumbia).

Jako zakończenie książki należy potraktować ostatnią (ósmą) częśći opracowania (VII *Conclusion*) (s. 547–610). Ostatnią część *Routledge Handbook of Energy Law* stanowią cztery rozdziały, które wskazują na wyzwania, przed jakimi stoi prawo energetyczne na świecie, a jednocześnie nakreślają przyszłe drogi jego rozwoju w wymiarze globalnym, regionalnym i lokalnym. W szczególności autorzy wskazują na potrzebę stosowania pośrednich rozwiązań prawnych dla osiągnięcia społeczeństwa energetycznego neutralnego pod względem emisji dwutlenku węgla. Autorzy w tej części pracy dostarczają licznych argumentów na temat znaczenia prawa i polityki energetycznej dla procesu transformacji energetyki na świecie. Rola prawa powinna sprowadzać się ich zdaniem do wspierania transformacji energetycznej, która stanowi główny motor przemian gospodarczych. Warto podkreślić, że międzynarodowy zespół badaczy wykazuje w niniejszej książce, że wprowadzanie odnawialnych źródeł energii nie jest pozbawione ryzyka niepowodzenia regulacyjnego i podkreśla znaczenie gazu ziemnego w transformacji energetycznej na świecie. Autorzy nie odrzucają także energetyki jądrowej, ale wskazują na możliwości jej zastosowania w „nowym” wydaniu (*whether fission or fusion-based*).

<sup>1</sup> Można odnotować pracę E. Końskiego z Uniwersytetu im. A. Mickiewicza w Poznaniu, który dokonał badań prawnoporównawczych ukraińskiego sektora energetycznego, odwołując się w swojej pracy do prawa rosyjskiego (zob. Kosiński, 2019).

Poczyniony przegląd książki *Routledge Handbook of Energy Law* jest nie tyle recenzją przywołanej publikacji, ile zwróceniem na nią uwagi jako ważną pozycję w badaniach naukowych w zakresie prawa energetycznego. Pozytywnie należy ocenić wydanie opracowania, w którym w jednym miejscu zawarte zostały zasady funkcjonowania sektora energetycznego na świecie, stanowiąc tym samym cenne źródło, a być może inspirację dla badań podejmowanych przez doktrynę krajową. Nie ulega wątpliwości, że ze względu na zmieniającą się politykę energetyczną na świecie, a przez to także zmieniające się stany prawne badania w tym zakresie będą wymagały kontynuacji, jednak niewątpliwie wydane opracowanie stanowi bardzo dobry punkt wyjścia do dalszej refleksji nad omówionymi w niej zagadnieniami. Jednocześnie należy podkreślić, że w polskiej nauce prawa gospodarczego jest dość miejsca na prowadzenie badań naukowych w zakresie, w jakim zostało to uczynione w *Routledge Handbook of Energy Law*. Zwrócenie uwagi na tę publikację stanowi jednocześnie zwrócenie uwagi na konieczność uwzględnienia w badaniach naukowych szerszego kontekstu zmian w sektorze energetycznym – wymiar międzynarodowy bez wątpienia bardzo dobrze wpłynąłby na dalszy rozwój polskiej dyskusji dotyczącej funkcjonowania energetyki w Polsce, Europie i na świecie.

### **Bibliografia**

Kosiński, E. (2019). *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie*. Poznań: Wydawnictwo Uniwersytetu im. A. Mickiewicza.

### **Marcin Kraśniewski**

Wydział Prawa i Administracji

Uniwersytetu Łódzkiego

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8552-4182>

**Do we still need heating?** (from the Editors-in-Chief)

**CARS Climate and Energy Laboratory (the establishment of a new laboratory)** (Michał Krzykowski)

## ARTICLES

Marcin Kraśniewski, **Dilemmas of the heat sector – a few words about competition and monopoly in the district heating sector**

### Table of contents:

- I. Instead of an introduction – what is economic regulation?
- II. District heating: what kind of sector is it in Poland?
- III. Competition or monopoly in the district heat sector?
- IV. The URE President: how many regulations? How much competition promotion?
- V. The UOKiK President: is there a place for him in the district heat sector?
- VI. Conclusions

**Summary:** The dilemmas of the system heat sector boil down to the scope of the interference of the President of the Office of Competition and Consumer Protection (UOKiK President) and the President of the Energy Regulatory Office (URE President) in the functioning of heating companies. The article proposes a thesis which states that despite the liberalization measures in the district heating sector, the sector remains a natural monopoly. This results in the primacy of the URE President as the regulator of this sector and, at the same time, in the limited scope of influence of the UOKiK President as an antitrust authority. First, the article aims to define the very concept of ‘economic regulation’, the institutional element of which is the URE President. Second, it demonstrates the existence of a monopoly in the district heating sector in Poland. Third, it discusses the competencies of the URE President and the UOKiK President in the district heating sector.

**Key words:** district heating; sector; economic regulation; monopoly; competition; regulatory authority; antitrust authority

**JEL classification:** K12, K21, K32, K33

Marcin Ziarkowski, **Opportunities and directions in the transformation of district heating in Poland**

### Table of contents:

- I. Introduction
- II. Current problems of district heating in Poland
  1. Introductory remarks
  2. Unfavourable shape of the fuel mix for heat production
  3. Energy inefficiency of heating systems
  4. Specificity of the heating industry and natural conditions in Poland

### III. Opportunities and directions for district heating in Poland

1. Introductory remarks
2. Development of high-efficiency cogeneration based on existing aid instruments
3. Benefits of the use of district heating in large population centres
4. Decrease in coal prices on the world market

### IV. Conclusions

**Summary:** The Polish heating sector is currently in the initial phase of a switch to ecological and energy efficient heating. The challenges facing the Polish district heating sector are considerable, given its unprecedented size in the EU. The purpose of this article is to identify the most important problems of network heating in Poland, and to indicate opportunities and possible development directions for this sector.

**Key words:** district heating; energy efficiency of district heating systems; combined heat and power plants; high-efficiency cogeneration; fuel mix for heat production.

**JEL classification:** K20, K23, K32

### Zdzisław Muras, **Simplified method of approving cogeneration tariffs – entitlement or obligation?**

#### **Table of contents:**

- I. Introduction
- II. The 'cost' method and the simplified method – statutory solutions
- III. The simplified method and the 'cost' method – answers included in the regulation
- IV. Simplified method and the 'cost' method – *de lege lata*
- V. The simplified method and the possibility of changing the tariff during its validity
- VI. *De lege ferenda* conclusions

**Summary:** The aim of this study is to present the doubts that arise during the application of the law regarding the scope of the usage of the so-called simplified method of approving heat tariffs for cogeneration units in practice. This contribution covers both the provisions of the Energy Law Act and the regulation on the detailed rules of shaping and calculating tariffs and settlements for heat supply. The author, after reviewing a broad scope of literature and jurisprudence, made an attempt to develop a clear common approach to the outlined issue. Providing an unambiguous answer to the question stated in the title, considering the ambiguity of legal regulations, is an important practical problem for the functioning of energy companies. This problem results in far-reaching economic implications for business activities in the heat market. The issue of the possibility of changing the approved tariff during its validity period by using the simplified method is also the subject of the study presented in this article.

**Key words:** tariff; cogeneration; simplified method of tariff approval; tariff changes.

**JEL classification:** K

Michał Baldowski, Michał Maruszak, **New support scheme for energy produced from high-performance cogeneration – selected legal aspects**

**Table of contents:**

- I. Introduction
- II. New support mechanism for cogeneration
- III. Rules governing participation in a support scheme
  1. Auction system and quasi-auction system
  2. Investment decision for new cogeneration units
  3. Rules on special support
- IV. Premium for cogeneration v. return of a negative balance for RES installations
- V. Summary

**Summary:** At the end of 2018, the Sejm (Poland's Lower House of Parliament) adopted legislation aimed at the comprehensive regulation of cogeneration, that is, the simultaneous generation of electricity and heat. This legislative solution was dictated by the necessity to popularize a method of energy generation that is highly efficient and results in a relatively low level of environmental harm. In the opinion of the authors, the new legislation should be evaluated positively given that, since the system is competition-based, energy targets can be met at the lowest possible cost to the state budget. At the same time, small and already existing power generation units are protected thanks to the guaranteed aid. However, the aim of this article is also to point out the disadvantages of this system, including the unjustified investigation of the incentive effect and different treatment of energy producers using cogeneration and renewable sources.

**Key words:** cogeneration; state aid; support scheme; energy law; auction system; guaranteed premium; investment decision.

**JEL classification:** K23, K32, K33

Paweł K. Domagała, **Acquiring a new customer by an energy seller**

**Table of contents:**

- I. Introduction
- II. Acquiring data of a potential customer
- III. Transmission of contract offers
- IV. Conclusion of an energy sales contract
- V. Summary

**Summary:** Since the application of the General Data Protection Regulation, awareness of the obligations relating to the collection and use of personal data has increased significantly. This study will present the process of obtaining a new customer by an electricity seller in Poland, as well as how Polish laws and the GDPR affect the implementation of this process and what restrictions must be faced by electricity sellers. This process will be presented in three stages: obtaining the data of the potential customer, forwarding the offer to conclude a contract for the sale of electricity, and concluding such a contract. The most important obligations imposed on electricity sellers as part of the process of acquiring new customers will also be indicated. In addition, an attempt will be made to determine the impact of the currently drafted regulations on the shape of the electricity sales process in the future.

**Key words:** energy sector; electricity sales; customer acquisition; marketing; GDPR.

**JEL classification:** K12, K21, K32, K33.

## CASE LAW REVIEWS

Karolina Wcisło-Karczewska, Jan Sakławski, **The impact of the coronavirus pandemic on legal regulations in the energy sector**

### Table of contents:

- I. Introduction
- II. Anti-crisis shields
  1. Ban on suspension of delivery of energy, gas or heat to end consumers due to payment failure
  2. Amendments in regulations on renewable energy sources
    - 2.1. Extended time for implementation of RES projects
    - 2.2. Possibility to extend the deadline for introducing energy to the grid for the first time
  3. Other changes significant from the energy sector's perspective
- III. EU Funds supporting the energy industry
  1. Just Transition Fund
  2. InvestEU and other programs for economical restoration
- IV. Summary

**Summary:** This text aims to introduce the reader to the newly implemented legal solutions for the energy sector that have appeared in connection with the introduction of the so-called anti-crisis shields. The study is primarily descriptive due to the fact that these regulations are yet to have any relevant jurisprudence. Finally, general comments are included on the current EU legislation on programmes to help the energy sector recover from the crisis.

**Key words:** anti-crisis shield; SARS-CoV-2; pandemic; security of energy supply; investments; Just Transition Fund; InvestEU.

**JEL classification:** K23

Jakub Faszczka, **Development of the principle of energy solidarity in the jurisprudence of the Court of Justice**

### Table of contents:

- I. Introduction
- II. The principle of energy solidarity in the context of the ENI case
- III. The principle of energy solidarity in the context of the OPAL case
- IV. Summary

**Summary:** The author aims to present, based on the available jurisprudence, the development of the principle of energy solidarity expressed in Article 194 TFEU. This principle was introduced into EU Primary Law with the entry into force of the Treaty of Lisbon over a decade ago. During this period, EU courts rarely referred to this principle. Therefore, the case-law relating to it should be regarded as not comprehensive.

Given the above, the author in this article analyzes two judgments based on which the principle of energy solidarity was raised. First, the CJEU judgment of 20 December 2017 in the case of *Eni SpA, Eni Gas & Power France SA, Uprigaz p. Premier minister, Ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer*, sign. C-226/16, where the Opinion of Advocate General P. Mengozzie is of



key importance. Secondly, he analyzes the CJEU judgment of 20 September 2019 in the OPAL case, the Republic of Poland v. the Commission, sign. T-883/16.

The analysis of both above-mentioned cases raises the conclusion that this is only the initial stage of the development of the principle of energy solidarity. There are still many unknowns that might be subject to further rulings. Having that in mind, the author indicates in the summary, that there are cases currently pending before the CJEU which might be important for the further development of the principle of energy solidarity. Unfortunately at this stage, a detailed analysis is not yet possible, since no final rulings have been issued.

**Key words:** Energy solidarity; art. 194 TFEU; OPAL.

**JEL classification:** K32

## BOOK REVIEWS

Eryk Kosiński, *Regulation of the energy sector in the European Union and Ukraine. The objectives and legal measures of the energy sector-specific regulation*, Wydawnictwo Naukowe UAM, Poznan 2019, pp. 878 (Miroslaw Pawelczyk)

Magdalena Porzeżyńska, *State aid for the production of energy from renewable sources in European Union law*, C.H. Beck, Warsaw 2020, pp. 276 (Marzena Czarnecka)

Tina Hunter, Ignacio Herrera, Penelope Crossley, Gloria Alvarez, (ed.), *Routledge Handbook of Energy Law*, Routledge, New York 2020, pp. 626 (Marcin Kraśniewski)

## Contents, Summaries and Key words

# internetowy KWARTALNIK ANTYMONOPOLOWY I REGULACYJNY

## REKOMENDOWANY SKRÓT CYTOWANIA iKAR

---

### PODSTAWOWE INFORMACJE DLA AUTORÓW

Teksty do opublikowania w iKAR winny być dostarczane na skrzynkę mailową redakcji (ikar@wz.uw.edu.pl) jako dokumenty elektroniczne w edytorach MS Word (2000/XP/2003) lub Open Office.

Artykuły powinny zawierać także spis treści, streszczenie i słowa kluczowe.

Artykuły powinny zawierać nie mniej niż 4500, a nie więcej niż 9000 słów.

Redakcja będzie dbać, żeby w iKAR nie miały miejsca przypadki ghostwriting czy guest authorship.

### ZASADY RECENZOWANIA

Wszystkie teksty każdego numeru iKAR są wstępnie recenzowane przez redaktora tematycznego.

Artykuły są oceniane przez dwóch niezależnych recenzentów spoza CARS. Autorzy i recenzenci nie znają swoich tożsamości (*double blind peer review*).

Recenzja jest sporządzana na formularzu w wersji dla tekstów prawnych i ekonomicznych, dostępnym na stronie [www.ikar.wz.uw.edu.pl](http://www.ikar.wz.uw.edu.pl). Recenzja kończy się jednoznacznym wnioskiem

co do dopuszczenia artykułu do publikacji lub jego odrzucenia.

Zbiorcza lista recenzentów iKAR jest publikowana w ostatnim numerze iKAR w danym roku.

### PRAWA AUTORSKIE

iKAR jest dostępny dla każdego czytelnika na podstawie nieodpłatnej licencji Creative Commons 3.0 Polska (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/pl/>).

Korzystanie z zawartości całego numeru oraz z każdego z jego tekstów jest zatem uzależnione wyłącznie od akceptowania przez użytkownika trzech zasad: uznania autorstwa, korzystania z tekstów tylko dla celów niekomercyjnych oraz nietworzenia na ich bazie utworów zależnych.

### UDOSTĘPNIANIE

iKAR jest publikowany pierwotnie w wersji elektronicznej za pośrednictwem odrębnej strony internetowej [www.ikar.wz.uw.edu.pl](http://www.ikar.wz.uw.edu.pl).

Jest udostępniany w wersji .pdf dostosowanej m.in. do e-booków.

Będzie także dostępny we wszystkich najważniejszych polskich bazach wolnego dostępu oraz – na zasadach niewyłącznych – w bazach największych polskich wydawców książek i czasopism z zakresu prawa, ekonomii i zarządzania.

## CENTRUM STUDIÓW ANTYMONOPOLOWYCH I REGULACYJNYCH



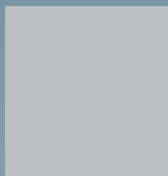
prowadzi badania naukowe



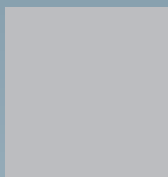
wydaje książki i periodyki,  
w tym YARS [www.yars.wz.uw.edu.pl](http://www.yars.wz.uw.edu.pl)  
oraz iKAR [www.ikar.wz.uw.edu.pl](http://www.ikar.wz.uw.edu.pl)



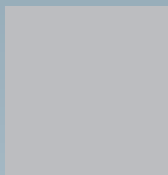
organizuje konferencje naukowe i warsztaty



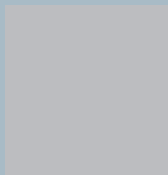
świadczy usługi doradcze i prowadzi  
szkolenia



oferuje studia podyplomowe ARIS  
[www.aris.wz.uw.edu.pl](http://www.aris.wz.uw.edu.pl)



prowadzi Otwarte Seminarium Doktoranckie



współpracuje z instytucjami naukowymi  
w kraju i zagranicą oraz z organami  
regulacyjnymi (UKE, URE, UTK)