

Rynek cPPA w Polsce

cPPA market in Poland



Rynek cPPA w Polsce / cPPA market in Poland

Autorzy / Authors:

Szymon Kowalski, Piotr Czopek, Rafał Malarowski, Karol Lasocki, Paulina Stachura, Maria Kierska, Jakub Pilc

Współpraca / Cooperation:

Krzysztof Kwaterski



Fundacja RE-Source Poland Hub

al. Wojska Polskiego 187/4-5
71-325 Szczecin

Adres biura w Warszawie
/ Warsaw's office:
ul. Bagno 2, pok. 212 (7 piętro)
00-112 Warszawa

www.resourcepoland.pl



DWF Poland Jamka sp.k.

pl. Stanisława Małachowskiego 2,
00-066 Warszawa

www.dwfgroup.com

Projekt okładki, skład, łamanie / Graphic design:

Sylwia Nowakowska

Kopiowanie i rozpowszechnianie może być dokonane za podaniem źródła.
/ Copying and distribution may be made upon reference to the source of information.

© Copyright by Fundacja RE-Source Poland Hub, DWF, Warszawa, 2023

Rynek cPPA w Polsce

cPPA market in Poland

Raport / Report

2023



Szymon Kowalski, Piotr Czopek, Rafał Malarowski, Karol Lasocki, Paulina Stachura, Maria Kierska, Jakub Pilc
Współpraca/Cooperation: Krzysztof Kwaterski

Rynek odnawialnych źródeł energii ewoluuje i dojrzewa w zakresie kontraktowania zielonej energii przez korporacje, które dostosowują się do dynamicznie zmieniającej się rzeczywistości. Możliwość zakupu zielonej energii to obecnie jedno z kluczowych wyzwań, ale i możliwości, z jakimi mamy do czynienia na polskim rynku energii elektrycznej. Odbiorcy energii są coraz bardziej świadomi znaczenia wpływu prowadzonej działalności na środowisko, dlatego coraz częściej szukają sposobu jego ograniczenia. Jednym z rozwiązań, które w konkretny sposób prowadzi do celu, jest kontraktacja energii bezpośrednio u jej wytwórcy ze źródeł odnawialnych, czyli podpisanie umowy cPPA.

cPPA od kilku lat przeżywają w Polsce dynamiczny rozwój, rośnie liczba i całkowity wolumen zawieranych umów. Wynosi on już kilka TWh/rok, co stanowi kilka procent zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Odbiorcy, poza walorami związanymi ze zmniejszeniem śladu węglowego, upatrują tu także – a często przede wszystkim – szansy na obniżenie i ustabilizowanie kosztów działalności gospodarczej. Korporacyjne umowy PPA skutecznie realizują obydwa cele i wszystko wskazuje na to, że ten model zakupu energii z OZE stanie się wkrótce standardem.

Pomimo, iż cPPA stają się coraz bardziej popularne, to świadomość wśród odbiorców co do możliwości ich podpisywania jest cały czas niewystarczająca. Dlatego konieczna jest nieustanna edukacja i promocja tego instrumentu wśród korporacji oraz małych i średnich przedsiębiorstw. Kontraktowanie zielonej energii to już nie tylko globalny trend, ale skuteczny sposób na redukcję kosztów i dbałość o wizerunek firmy. By zwiększyć zainteresowanie długoterminowymi umowami, ważne jest przygotowywanie bieżących informacji z podsumowaniem sytuacji na rynku cPPA.

Raport, który oddajemy w Państwa ręce jest takim podsumowaniem, które, poza rolą informacyjną, spełnia również rolę edukacyjną, pokazując, kto i w jaki sposób może zawierać umowy cPPA. Publikacja stanowi również próbę sprawozdania sytuacji na rynku od momentu zawarcia pierwszej cPPA w Polsce w roku 2018, aż do dziś. Należy

The renewable energy market is evolving and maturing in terms of sourcing green energy by corporations adapting to a dynamically changing reality. The ability to purchase green energy is currently one of the key challenges, but also opportunities, present in the Polish electricity market. Energy offtakers are increasingly aware of the importance of the environmental impact of their activities and are therefore looking for ways to reduce their footprint. A solution towards this goal is sourcing electricity directly from a renewable generator, i.e. signing a cPPA.

cPPAs have been experiencing dynamic growth in Poland for several years, and the number and total volume of signed contracts are on the rise. It already amounts to several TWh/year, which is several per cent of the country's electricity demand. In addition to the benefits of reducing their carbon footprint, offtakers also – and often first of all – see this as an opportunity to reduce and stabilise their business costs. Corporate PPAs effectively achieve both objectives and it appears that this model of RES power purchase will soon become standard.

Although cPPAs are becoming more and more popular, awareness among offtakers about the possibility of signing them is still insufficient. Continuous education and promotion of this instrument among corporations and small and medium-sized enterprises is therefore necessary. Green energy sourcing is no longer just a global trend, but also an effective way to reduce costs and boost the company's image. To increase interest in long-term contracts, it is important to provide up-to-date information with a summary of the situation in the cPPA market.

This report is such a summary, which, in addition to providing information, also plays an educational role, showing who can enter into cPPAs and how. The publication also attempts to report on the market situation from the time of the first cPPA in Poland in 2018 until today. It should be noted, however, that cPPAs often represent sensitive

jednak zaznaczyć, że cPPAs niejednokrotnie stanowią informacje wrażliwe o naturze strategicznej dla przedsiębiorcy, dlatego bywa, że strony niechętnie ujawniają szczegóły kontraktów, tak przecież interesujących dla rynku. Uzyskanie pewnych i wiarygodnych danych na temat ilości kontraktów i wolumenu jest więc dużym wyzwaniem. Niemniej jednak w raporcie udało się, w naszej ocenie, w wiarygodny i obiektywny sposób przedstawić sytuację na rynku.

Przekazujemy Państwu raport „Rynek cPPA w Polsce” o polskim rynku cPPA jako kompendium wiedzy przygotowane przez Fundację RE-Source Poland Hub oraz Kancelarię Prawną DWF.

information of a strategic nature for entrepreneurs, which is why the parties are sometimes reluctant to disclose the details of the contracts, regardless of how interesting they are for the market. Obtaining reliable and credible data on numbers and volumes of contracts is therefore a major challenge. Regardless of this, in our view the report successfully presents the market situation in a credible and objective manner.

It is our pleasure to present the report „The cPPA Market in Poland” as a compendium of knowledge prepared by RE-Source Poland Hub Foundation and DWF Law Firm.



Szymon Kowalski

Wiceprezes / Vice President
RE-Source Poland Hub



dr Karol Lasocki

Partner, Head of Renewables
DWF

Spis treści

1. Wprowadzenie	8
2. Podsumowanie polskiego rynku cPPA w latach 2018-2023	9
3. Najczęściej stosowane modele umów cPPA	14
3.1. Fizyczna umowa sprzedaży energii elektrycznej	16
3.2. Wirtualna umowa sprzedaży energii elektrycznej	18
3.3. Modele cPPA według wolumenu energii elektrycznej	21
4. Główne postanowienia umowne	23
4.1. Klauzule zawierające warunki	24
4.2. Klauzule opisujące terminy	25
4.3. Klauzule związane z wcześniejszym rozwiązaniem umowy	26
4.4. Klauzule regulujące zabezpieczenie wykonania umowy	27
4.5. Klauzule regulujące odpowiedzialność stron	28
4.6. Klauzule adaptacyjne	29
5. Krajowe regulacje w zakresie cPPA	30
5.1. Linia bezpośrednia	32
5.1.1. Wpis do wykazu	33
5.1.2. Opłaty za korzystanie z linii bezpośredniej	34
5.1.3. Linia bezpośrednia z udziałem podmiotu posiadającego koncesję na obrót	35
5.2. Regulacja szczególna związana z ograniczeniem wysokości cen energii elektrycznej	35
6. Przepisy UE w zakresie cPPA	38

Table of contents

1. Introduction	8
2. Summary of the Polish cPPA market between 2018 and 2023	9
3. The most common models of cPPA agreement	14
3.1. Physical Power Purchase Agreement	16
3.2. Virtual Power Purchase Agreement	18
3.3. cPPA models by volume of electricity	21
4. Main contractual provisions	23
4.1. Clauses regulating the conditions	24
4.2. Clauses regulating deadlines	25
4.3. Clauses regulating early termination	26
4.4. Clauses regulating performance guarantees	27
4.5. Clauses regulating the liability of the parties	28
4.6. Adaptation clauses	29
5. Polish regulations on cPPA	30
5.1. Direct line	32
5.1.1. Entry into the register	33
5.1.2. Charges for the use of the direct line	34
5.1.3. Direct line with participation of an entity holding the electricity trading license	35
5.2. Special regulation related to the cap on electricity prices	35
6. EU provisions on cPPA	38

6.1. Reforma “New electricity market design”.....	38
6.1.1. Umowy zakupu energii elektrycznej.....	39
6.1.2. System gwarancji po cenach rynkowych.....	40
6.1.3. Systemy bezpośredniego wsparcia cen dla nowych inwestycji w wytwarzanie	42
6.1.4. Podsumowanie i wnioski.....	44
6.2. Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 o środkach nadzwyczajnych.....	45
6.2.1. Cele rozporządzenia	46
6.2.2. Pułap dochodów rynkowych dla wytwórców inframarginalnych	46
6.2.3. Krajowe środki kryzysowe.....	47
6.2.4. Okres stosowania przepisów.....	49
6.2.5. Podsumowanie.....	49
7. Umowy cPPA w offshore	51
7.1. System wsparcia dla morskich farm wiatrowych	53
8. Finansowanie umów cPPA.....	55
8.1. Praktyczne aspekty finansowania umów cPPA.....	57
9. Instrumenty Korporacji Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych w zakresie gwarantowania umów cPPA	60
10. Zastosowanie indeksów w umowach cPPA.....	62
10.1. Inne mechanizmy określania cen energii w umowach cPPA.....	66
11. Uwarunkowania rynkowe przy zawieraniu umów cPPA	68
12. Umowy cPPA na rynku wodorowym.....	72
12.1. Zastosowanie umów typu proxy generation PPA	74
13. Polski rynek cPPA w 2024 r.	76
O autorach:.....	80

6.1. “New electricity market design” reform.....	38
6.1.1. Power purchase agreements.....	39
6.1.2. Guarantee schemes at market prices.....	40
6.1.3. Direct price support scheme for new investments in generation	42
6.1.4. Summary and conclusions.....	44
6.2. Council Regulation (EU) 2022/1854 on emergency measures	45
6.2.1. Objectives of the regulation	46
6.2.2. Caps on market revenue for inframarginal producers.....	46
6.2.3. National emergency measures	47
6.2.4. Period of the regulation's validity	49
6.2.5. Conclusions	49
7. Offshore wind cPPA agreements	51
7.1. The support system for offshore wind farms	53
8. Financing the cPPA agreements	55
8.1. Practical aspects of financing cPPA agreements.....	57
9. Export Credit Insurance Corporation's instruments for cPPA agreements	60
10. Implementation of cPPA indices	62
10.1. Other mechanisms for determining energy prices in cPPAs.....	66
11. Key fundamentals behind the cPPA agreements	68
12. cPPA agreements in the Green Hydrogen Market space	72
12.1. The use of proxy generation PPA contracts	74
13. Polish cPPA market in 2024	76
About the authors:.....	80

1. Wprowadzenie

Niniejszy raport stanowi półroczne podsumowanie dotyczące obecnego rynku energii, zmian regulacyjnych oraz ESG. Opracowanie zawiera studium przypadku umów PPA oraz przegląd kluczowych kwestii dla firm zainteresowanych zawarciem umowy PPA. Omówione zostały najczęściej stosowane modele umów ze wskazaniem na ich wady oraz zalety pod kątem uwarunkowań prawno-biznesowych występujących w Polsce. Przeanalizowaliśmy główne postanowienia i klauzule występujące w kontraktach cPPA, które określają prawa i obowiązki stron takich umów. Ponadto raport przedstawia najnowsze zmiany w polskim prawie w zakresie kontraktów cPPA, dotyczące tzw. linii bezpośredniej czy szczególnych regulacji związanych z ograniczeniem wysokości cen energii elektrycznej. Opracowanie odnosi się również do przepisów Unii Europejskiej w zakresie reformy rynku energii New Electricity Market Design oraz regulacji dotyczących tzw. capów cenowych dla wytwórców energii z OZE.

Oprócz kwestii prawnych, niniejszy raport zawiera dużą ilość praktycznej wiedzy związanej z biznesowymi aspektami funkcjonowania umów cPPA na polskim rynku energii. W opracowaniu omówiliśmy możliwości wykorzystania w przyszłości kontraktów cPPA w przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w polskiej części Morza Bałtyckiego. Przeanalizowane zostały kwestie związane z uwarunkowaniami rynkowymi występującymi przy zawieraniu umów cPPA, a także aspekty związane z ich finansowaniem. Przedstawiliśmy w jaki sposób oraz przy pomocy jakich instrumentów są negocjowane ceny energii elektrycznej w ramach umów cPPA. Ukazaliśmy jak wykorzystać umowy cPPA na wschodzącym polskim rynku wodorowym.

Ponadto, na potrzeby niniejszego raportu, Fundacja RE-Source Poland Hub zebrała dane i podsumowała rynek umów cPPA w Polsce. W procesie gromadzenia informacji o zawartych umowach na sprzedaż zielonej energii RE-Source Poland Hub przeprowadziło otwartą ankietę wśród uczestników polskiego rynku cPPA oraz korzystała z dostępnych informacji publicznych oraz własnych estymacji.

1. Introduction

This report is the bi-annual update including summary of current energy market, regulatory, ESG developments. The report includes relevant PPA case studies and overview on key issues for companies interested in PPAs. The report discusses the most commonly used contract models, highlighting their advantages and disadvantages in terms of the legal and business environment in Poland. We have analysed the main provisions and clauses found in cPPAs, defining the rights and obligations of the parties to such contracts. In addition, the report presents the latest changes in Polish law regarding cPPA contracts related to the so-called direct line or specific related regulations with a cap on electricity prices. The study also refers to the European Union's energy market reform legislation, the New Electricity Market Design, and the regulation on price caps for RES generators.

Besides legal aspects, the report contains a large amount of practical knowledge related to the business aspects of cPPAs in the Polish energy market. We also discuss the potential for future use of cPPAs for offshore wind farms located in the Polish part of the Baltic Sea. Issues related to the market conditions related to the conclusion of cPPAs, as well as their financing aspects, were analysed. We outlined how the electricity prices are negotiated under cPPAs and what instruments are used. We have shown how cPPAs can be used in the emerging Polish hydrogen market.

In addition, for the purpose of this report, the RE-Source Poland Hub Foundation collected and summarized the data on the cPPA market in Poland. In the process of gathering information on concluded contracts for the sale of green energy, RE-Source Poland Hub conducted an open survey among participants in the Polish cPPA market and used available public information and its own estimates.

Na wstępie należy wskazać, że w zdecydowanej większości przypadków, główne założenia kontraktów cPPA są objęte klauzulami poufności. Strony kontraktów zastrzegają, że postanowienia umów tego typu oraz sam proces negocjacyjny stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa. Co do zasady to odbiorcy korporacyjni, będący stronami umów cPPA, decydują jakie informacje dotyczące podpisanego kontraktu mogą być upublicznione. W niektórych przypadkach wytwórcy nie są nawet upoważnieni by ujawnić nazwę odbiorcy, z którym zawarli kontrakt cPPA. Przykładem może być jedna z największych umów cPPA w Polsce, zawarta w 2023 na volumen ok. 2 TWh w okresie 12 lat.

W związku z powyższym, należy mieć na uwadze, że dane przedstawione w niniejszej sekcji raportu, w części oparte są na naszych szacunkach. Ze względu na występujące w umowach cPPA klauzule umowne nie jest możliwe zgromadzenie pełnej bazy danych w tym zakresie. Szacujemy, że na podstawie zebranych informacji udało się nam zbadać 80-90% rynku kontraktów cPPA w Polsce.

2. Podsumowanie polskiego rynku cPPA w latach 2018-2023

Z danych zebranych przez RE-Source Poland Hub wynika, że w okresie od początku 2018 do października 2023 r. w Polsce podpisano ok. 63 umów cPPA, w latach 2018-2020 – 12; w 2021 r. – 15; w 2022 r. – 17; w 2023 r. (do października) – 19. Pierwszą

First, it should be pointed out that, in the vast majority of cases, the key provisions of cPPAs are covered by confidentiality clauses. The parties to the contracts stipulate that the provisions of such agreements and the very process of negotiations are company secrets. In principle, it is the corporate offtakers who are parties to cPPAs that decide what information regarding the signed contracts can be made public. In some cases, generators are not even authorised to disclose the name of the offtaker who is the cPPA's other party. One example is one of the largest cPPAs in Poland, concluded in 2023 for a volume of approximately 2 TWh over 12 years.

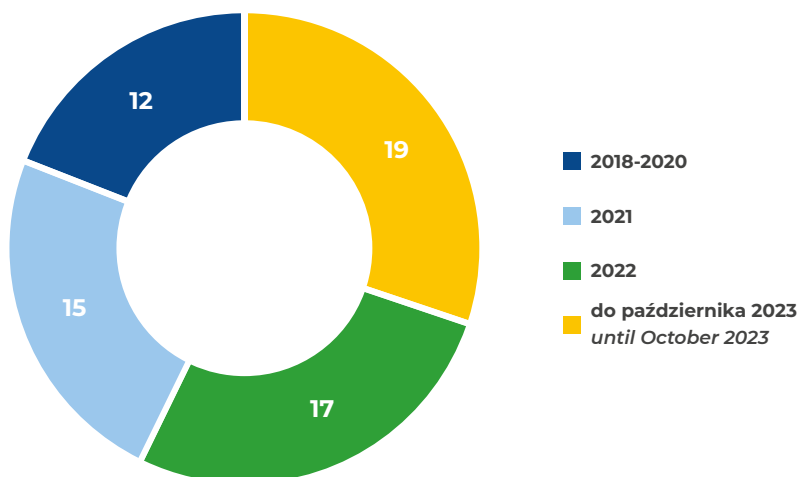
Accordingly, it should be noted that the data presented in this section of the report, in part, are based on our estimates. Due to the contractual clauses in the cPPAs, it is not possible to collect a complete database in this respect. We estimate that, based on the information collected, we were able to investigate 80-90% of the cPPA market in Poland.

2. Summary of the Polish cPPA market between 2018 and 2023

Data collected by RE-Source Poland Hub shows that approximately 63 cPPAs were signed in Poland between the beginning of 2018 and October 2023; 12 between 2018 and 2020; 15 in 2021; 17 in 2022; 19 in 2023 (by October). The first cPPA signed

Rys. 1. Rys. 1. Liczba zawartych umów cPPA w latach 2018 - 2023

Fig. 1. Number of cPPAs concluded between 2018 and 2023



Źródło: Opracowanie własne RE-Source Poland Hub na podstawie zebranych danych

Source: RE-Source Poland Hub own study based on collected data

umową cPPA podpisaną w Polsce był kontrakt między Mercedes Benz a wytwórcą VSB.

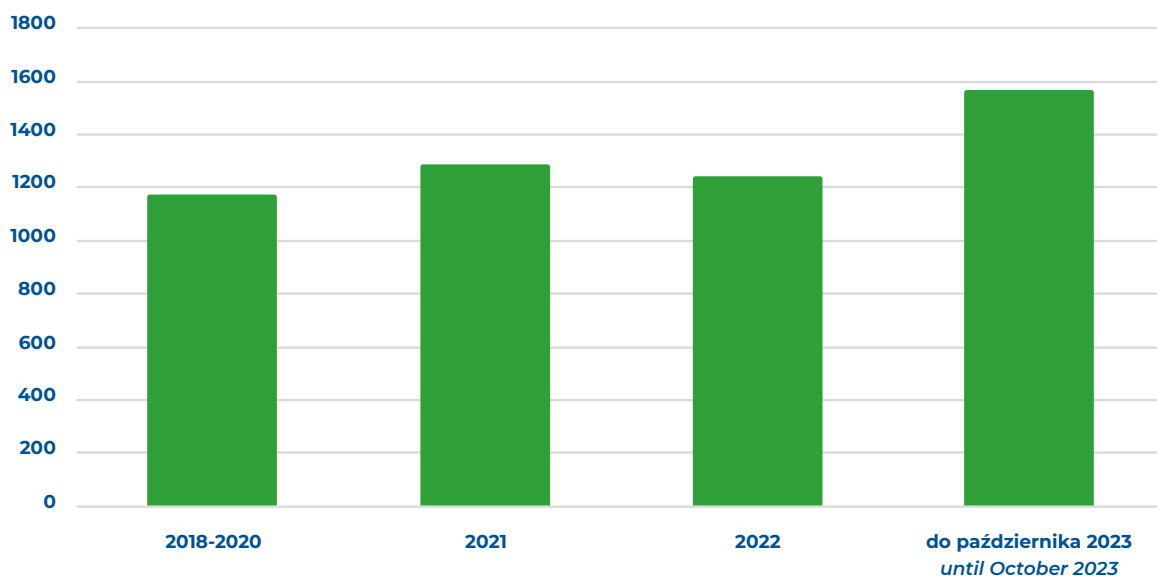
Dane zaprezentowane na powyższym wykresie wskazują na trend wzrostowy zawieranych kontraktów cPPA w poszczególnych latach. Zakładamy, że liczba podpisanych umów cPPA w okresie styczeń-grudzień 2023 może zbliżyć się a nawet przewyższyć 25. Z roku na rok konsumenci korporacyjni w coraz większym stopniu chcą zwiększać wolumeny zakontraktowanej energii. W większości przypadków odbiorcami są firmy z sektora produkcyjno-przemysłowego. Polska branża motoryzacyjna również chętnie zawiera umowy cPPA, przykładem są m. in. zakłady Mercedesa Benz. Podobny trend utrzymuje się w sektorze telekomunikacyjnym, gdzie największymi odbiorcami zielonej energii są m.in. Orange Polska i T-Mobile. Coraz częściej w roli odbiorców występują również firmy z sektora nieruchomości,

in Poland was a contract between Mercedes Benz and VSB (generator).

The data presented in the chart above shows an upward trend in cPPAs concluded in each year. We estimate that the number of cPPAs signed between January and December 2023 could reach or even exceed 25. Year on year, corporate consumers are increasingly looking to increase the volumes of energy sourced. In most cases, the offtakers are companies from the manufacturing and industrial sectors. The Polish automotive industry is also keen to enter into cPPAs, an example being the Mercedes Benz plant. A similar trend continues in the telecommunications sector where the largest offtakers of green energy include Orange Poland and T-Mobile. Increasingly, real estate companies are also becoming offtakers, purchasing green electricity for the properties they own or operate.

Rys. 2. Wolumeny energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach umów cPPA wyrażone w GWh/rok

Fig. 2. Volumes of electricity sourced under cPPAs in GWh/year



Źródło: Opracowanie własne RE-Source Poland Hub na podstawie zebranych danych
Source: RE-Source Poland Hub own study based on collected data

które kupują zieloną energię w celu utrzymania posiadanych czy też obsługiwanych nieruchomości.

Z szacunkowych danych wynika, że w latach 2018-2020 na polskim rynku w ramach umów cPPA zakontraktowanych było średnio ok. 1170 GWh zielonej energii na rok. W tym okresie można wskazać umowy cPPA zawarte między Kompanią Piwowarską oraz Innogy, a także między Signify a Green Investment Group. Zebrane dane wskazują, że w 2021 r. w ramach umów cPPA zakontraktowanych było ok. 1284 GWh na rok. Względem okresu do 2020 r. odnotowano w tym zakresie znaczny wzrost m. in. za sprawą umowy na zakup zielonej energii zawartej między Orange Polska oraz Enertrag.

W 2022 r. szacowana całkowita ilość zakontraktowanej energii wyniosła ponad 1240 GWh na rok. Największe wolumeny zostały zagwarantowane m. in. w ramach umów podpisanych przez Kronospan z GoldenPeaks Capital oraz Saint-Gobain z Tion Renewables. Należy przy tym wskazać, że w 2022 r. liczba zawartych kontraktów mogła być zdecydowanie większa. Wiele umów cPPA nie zostało ostatecznie podpisanych ze względu na wprowadzone maksymalne ceny energii tzw. capy cenowe (szczegółowa analiza tych regulacji jest dostępna w rozdziale 5.2.), które były odpowiedzią na wysokie ceny energii elektrycznej.

W okresie od stycznia października 2023 r. zakontraktowano ok. 1560 GWh/rok zielonej energii. Największe zawarte w tym okresie kontrakty to m. in.: umowa Lafarge Cement oraz KGAL Investment. Ponadto w 2023 r. Qair Polska podpisał 12 letnią umowę cPPA z anonimowym odbiorcą na ok. 2 TWh zielonej energii w okresie trwania kontraktu.

Poniższy wykres przedstawiający moc zainstalowanych źródeł wytwórczych energii z OZE objętych podpisanymi kontraktami cPPA.

Estimates show that between 2018 and 2020 an average of approx. 1,170 GWh of green electricity per year was contracted in the Polish market under cPPAs. Notable cPPAs in that period include those between Kompania Piwowarska (a brewery group) and Innogy, as well as between Signify and Green Investment Group. The data collected shows that approximately 1,284 GWh per year were contracted under cPPAs in 2021. There has been a significant increase in this area compared to the period up to 2020 due, among other things, to the green electricity purchase agreement between Orange Poland and Enertrag.

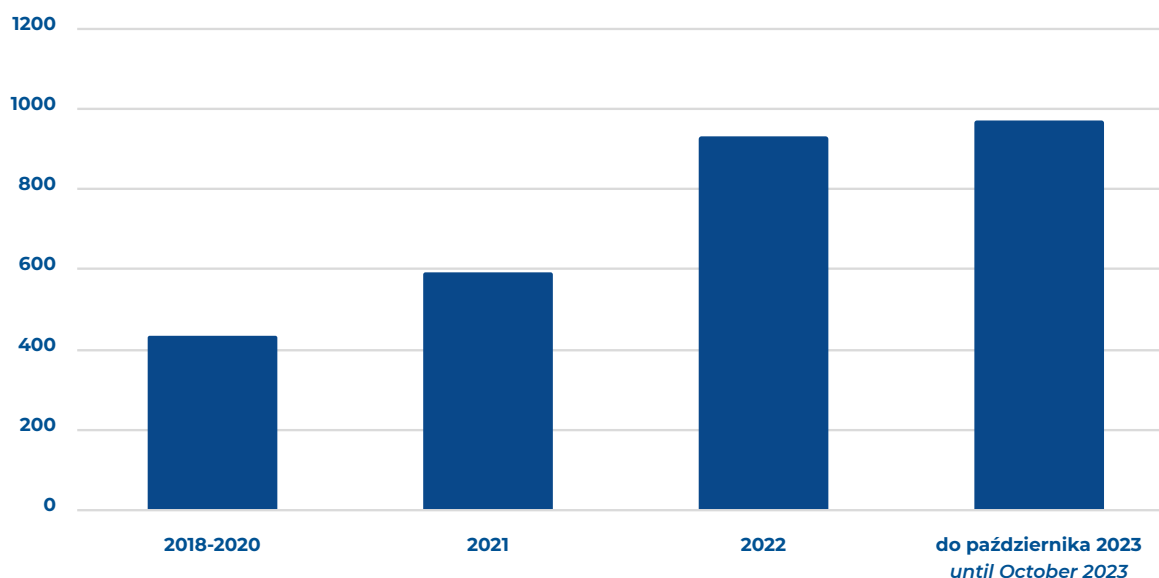
In 2022, the estimated total amount of energy sourced was more than 1,240 GWh per year. The largest volumes were guaranteed under the agreements signed between Kronospan and GoldenPeaks Capital as well as between Saint-Gobain and Tion Renewables, among others. It should be pointed out that the number of contracts concluded in 2022 could have been significantly higher. Many cPPAs were ultimately not signed due to the introduced maximum energy prices (price cap – a detailed analysis of these regulations is available in Section 5.2.) in response to high electricity prices.

In the period between January and October 2023, the volume of green energy contracted was approximately 1,560 GWh/year. This was also due to the cPPAs concluded between Lafarge Cement and KGAL Investment. In addition, in 2023 Qair Poland signed a 12-year cPPA with an anonymous offtaker for approximately 2 TWh of green energy in contract period.

The chart below shows the installed capacity of renewable energy generation sources covered by signed cPPAs.

Rys. 3. Moc zainstalowana źródeł OZE objętych umowami cPPA w latach 2018 - 2023.

Fig. 3. Installed capacity of RES sources covered by cPPAs between 2018 and 2023.



Źródło: Opracowanie własne RE-Source Poland Hub na podstawie zebranych danych
Source: RE-Source Poland Hub own study based on collected data

Analizowane dane wskazują również, że z roku na rok rośnie moc zainstalowana źródeł wytwórczych energii z OZE objętych podpisanymi kontraktami cPPA. Szacuje się, że w latach 2018-2020 moc takich źródeł zakontraktowanych w ramach zawartych umów cPPA była na poziomie ok. 433 MW. W 2021 r. zakontraktowana w ramach kontraktów cPPA szacowana moc zainstalowana źródeł wytwórczych wzrosła do ok. 594 MW. Z tego okresu można wyróżnić m. in. 10-cio letnią umowę między Górażdże Cement S.A. oraz BayWa r.e.

Szacujemy, że w 2022 r. moc źródeł energii z OZE w podpisanych kontraktach cPPA wyniosła ok. 934 MW, m. in. za sprawą kontraktu zawartego między Amazon oraz Q-Energy zakładającego kupno zielonej energii z farmy fotowoltaicznej zlokalizowanej w Miłkowicach o mocy ok. 87 MW. Szacowany poziom mocy zainstalowanych źródeł wytwórczych energii z OZE objętych kontraktami cPPA podpisanymi w okresie styczeń-październik

The data analysed also shows that the installed capacity of RES generation sources covered by signed cPPAs is increasing year on year. It is estimated that between 2018 and 2020, the capacity of such sources contracted under concluded cPPAs was around 433 MW. In 2021, the estimated installed capacity of the generation sources contracted under the cPPAs increased to approximately 594 MW. Notable contracts from this period include a 10-year agreement between Górażdże Cement S.A. and BayWa r.e.

We estimate that the capacity of renewable energy sources in cPPAs signed in 2022 was around 934 MW, including the contract between Amazon and Q-Energy to purchase green energy from a PV farm located in Miłkowice with a capacity of ca. 87 MW. The estimated level of installed capacity of renewable energy generation sources covered by the cPPAs signed between January

2023 wynosi ok. 970 MW. W tym okresie zaobserwowaliśmy wzrost liczby umów cPPA gwarantujących duże moce zakontraktowanych aktywów wytwórczych energii z OZE m. in. umowę między Mondelēz oraz GoldenPeaks Capital.

W odniesieniu do preferowanej technologii, na podstawie zgromadzonych danych zaobserwowaliśmy, że w Polsce w latach 2018-2021 zdecydowanie większa liczba umów cPPA zabezpieczała sprzedaż zielonej energii wytwarzanej przez lądowe farmy wiatrowe. W tamtym okresie polski rynek kontraktów cPPA dopiero powstawał, a wiatrowe aktywa wytwórcze uczestniczyły w tym okresie w aukcjach OZE. W 2022 r. zwiększyła się liczba umów cPPA z zakontraktowaną energią z wielkoskalowych farm fotowoltaicznych. Natomiast od przełomu 2022 oraz 2023 coraz więcej konsumentów korporacyjnych poszukuje możliwości zawarcia umów cPPA z energią wytwarzaną w dwóch technologiach: farmy fotowoltaiczne oraz farmy wiatrowe.

Z zebranych przez nas danych wynika, że w okresie 2018-2023 podpisane umowy cPPA w zdecydowanej większości były umowami długoterminowymi. Szacujemy, że ok. 80% wszystkich kontraktów cPPA to umowy zawarte na okres od 10 do 15 lat. Z naszych obliczeń wynika, że w 2022 r. średnia długość umowy cPPA wynosiła ok. 11-12 lat. Natomiast w okresie styczeń-październik 2023 średnia długość kontraktu cPPA osiągnęła pułap ok. 10,7 lat. Prezentowany trend może utrzymać się w następnych latach, aczkolwiek eksperci wskazują, że odbiorcy mogą preferować umowy z krótszym okresem obowiązywania.

Na podstawie zebranych informacji oraz przeprowadzonych szacunków stwierdzamy, że finansowe umowy cPPA są instrumentem zdecydowanie częściej wybieranym przez konsumentów korporacyjnych. Zakładamy, że nawet ok. 80% kontraktów cPPA zawartych w Polsce w okres 2018 – 2023 (do października) to finansowe umowy cPPA. Taka forma kontraktowania zielonej energii cieszy się większą popularnością niż fizyczne kontrakty cPPA.

and October 2023 is approx. 970 MW. During this period, we have seen an increase in the number of cPPAs guaranteeing large capacities of contracted renewable energy generation assets, including the agreement between Mondelēz and GoldenPeaks Capital.

As for the preferred technology, based on the data collected we observed that in Poland between 2018 and 2021, by far the majority of cPPAs secured the sale of green energy generated by onshore wind farms. At that time, the Polish cPPA market was only just emerging and the wind farms were involved in the RES auctions in this period. The number of cPPAs with energy sourced from large-scale PV farms has increased in 2022. And from 2022/2023 onwards, more and more corporate consumers are looking to enter into cPPAs with energy generated from both technologies: PV farms and wind farms.

The data we collected shows that in the period of 2018-2023, the cPPAs signed were overwhelmingly long-term contracts. We estimate that around 80% of all cPPAs have a tenure of 10 to 15 years. Our calculations show that in 2022 the average tenure of cPPAs was around 11-12 years. In contrast, the average tenure of cPPAs reached a level of ca. 10.7 years in the period between January and October 2023. This trend may continue in the coming years, although experts indicate that offtakers may prefer contracts with shorter validity periods.

Based on the information collected and the estimates made, we conclude that financial cPPAs are by far the instrument of choice for corporate offtakers. We estimate that as much as ca. 80% of the cPPAs concluded in Poland between 2018 and October 2023 are financial cPPAs. This form of green energy sourcing is more popular than physical cPPAs.

3. Najczęściej stosowane modele umów cPPA

Sposób kontraktowania energii elektrycznej na podstawie umów cPPA, różni się w zależności od zlokalizowania względem siebie odbiorcy i wytwórcy energii elektrycznej z OZE. Wybór najodpowiedniejszego modelu biznesowego to kwestia kluczowa, która jest uwarunkowana wieloma czynnikami takimi jak sposób zarządzania ryzykiem przez firmę, podejście do społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR) czy wielkości firmy. Różne typy kontraktów cPPA umożliwiają wybranie najodpowiedniejszego modelu dopasowanego do potrzeb odbiorców korporacyjnych i wytwórców energii elektrycznej z OZE.

Instalacje OZE mogą być zlokalizowane w miejscu prowadzenia działalności gospodarczej odbiorcy energii elektrycznej (on-site) lub z dala od niego (off-site). W ostatnim przypadku energia elektryczna może być dostarczana do odbiorcy linią bezpośrednią (tzw. direct line) lub poprzez sieć elektroenergetyczną.

On-site cPPA to rodzaj korporacyjnego kontraktu na zakup zielonej energii charakteryzujący się tym, że źródło wytwarzania energii elektrycznej z OZE znajduje się w miejscu gdzie ta energia jest zużywana. Takim przykładem może być autoprodukcja lokalna z zastosowaniem instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku, gdzie produkowana energia jest zużywana na potrzeby funkcjonowania tego obiektu. Oczywiście w przypadku on-site cPPA odbiorca energii elektrycznej może również wykorzystać inne modele wytwarzania energii elektrycznej takie jak umowa cPPA z zastosowaniem linii bezpośredniej czy lokalna umowa cPPA, w ramach której podmiot zewnętrzny buduje instalację OZE na terenie odbiorcy, który otrzymuje energię elektryczną przez nią wyprodukowaną. W takiej sytuacji wytwórca jest właścicielem instalacji OZE, eksploatuje ją i utrzymuje, na zasadzie leasingu.

Off-site cPPA to rodzaj korporacyjnego kontraktu na zakup zielonej energii charakteryzujący się tym, że aktywa wytwórcze energii elektrycznej z OZE

3. The most common models of cPPA agreement

The selection of PPA contracting model varies depending on the location of the buyer and the RES generator. Choosing the most appropriate business model is a key issue, which is determined by many factors, such as the company's risk management methods, approach to corporate social responsibility (CSR) and contracting volume. Thanks to various types of cPPA contracts, corporate buyers can choose the most appropriate model tailored to their needs.

Renewable energy installations may be located at the buyer's place of business (on-site) or away from it (off-site). Electricity can be delivered to the buyer through the power grid or directly via a direct line, often called private wire.

On-site cPPA is a type of corporate contract for the purchase of green energy characterized by the fact that the source of electricity from renewable energy sources is located in the place where this energy is consumed. An example of this may be local auto-production using a photovoltaic installation on the roof of a building, where the energy produced is used for the operation of the facility. Of course, in the case of on-site cPPA, the electricity buyer may also use other models of electricity generation, such as local cPPA private wire under which an external entity builds a renewable energy installation on the premises of the buyer, who receives the electricity produced by it. In such a situation, the producer owns the renewable energy installation, operates and maintains it on a leasing basis.

Off-site cPPA is a type of corporate contract for the purchase of green energy characterized by the fact that the assets generating electricity from

nie znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie miejsca gdzie wytworzona energia jest zużywana przez odbiorcę. Odległość między wielkoskalową farmą fotowoltaiczną albo farmą wiatrową, a zakładem zużywającym energię elektryczną wyprodukowaną w tych instalacjach są w większości przypadków znaczne, dlatego kontrakty off-site cPPA są najczęstszą grupą kontraktów stosowanych przez konsumentów korporacyjnych. Kontrakty typu off-site cPPA można podzielić na fizyczne i finansowe kontrakty cPPA.

Energia wytwarzana w ramach fizycznego cPPA jest odbierana przez spółkę obrotu, która dostarcza energię do dedykowanego klienta korporacyjnego. Dlatego fizyczne umowy cPPA są często nazywane „sleeved cPPA”. Sleeved cPPA oznacza, że energia elektryczna sprzedawana w ramach kontraktu cPPA jest częścią energii, którą spółka obrotu dostarcza klientowi korporacyjnemu. Produkowana energia elektryczna z OZE jest przeznaczona dla fizycznego odbiorcy. Natomiast wirtualne lub syntetyczne umowy cPPA charakteryzują się tym, że wytwórca energii z OZE produkuje energię, która jest sprzedawana na rynku konkurencyjnym po cenie rynkowej. Spółka obrotu kupuje energię elektryczną na rynku hurtowym na rzecz klienta korporacyjnego stosownie do zobowiązań kontraktowych wynikających z finansowej umowy cPPA.

Finansowe umowy cPPA mogą być również stosowane między podmiotami zlokalizowanymi w różnych krajach. Finansowe umowy cPPA umożliwiają odbiorcom i wytwórcom energii elektrycznej z OZE sprawne zarządzanie ryzykiem finansowym związanym z kontraktem. W przypadku fizycznych umów cPPA odbiorca i sprzedawca energii z OZE operują co do zasady w ramach jednego rynku energii elektrycznej (w tej samej strefie cenowej), co umożliwia fizyczny przesył energii (lub musi być dostępna długoterminowa moc interkonektorów).

Szczegółowe informacje dotyczące fizycznych i finansowych umów cPPA są dostępne w dalszej części raportu.

renewable energy sources are not located in the immediate vicinity of the place where the generated energy is consumed by the buyer. The distance between a large-scale photovoltaic farm or wind farm and the plant consuming the electricity produced in these installations is in most cases significant, which is why off-site cPPA contracts are the most common group of contracts used by corporate consumers. Off-site cPPA contracts can be divided into physical and financial cPPA contracts.

The energy generated and sold through the physical cPPA is delivered from RES generator to a buyer through energy supplier. Therefore, physical cPPAs are often called sleeved cPPAs. Sleeved cPPA means that the electricity sold under the cPPA contract is part of the energy that the energy supplier deliver to the corporate customer. The electricity produced from renewable energy sources is intended for a physical consumer. However, virtual or synthetic cPPAs are characterized by the fact that the renewable energy producer produces energy, which is sold in a competitive market at the market price. The energy supplier purchases electricity on the wholesale market for a corporate client in accordance with contractual obligations arising from the financial cPPA agreement.

Financial cPPAs can also be used between entities located in different countries (cross border cPPAs). This form of contract puts the main weighting on managing the financial risk associated with the corporate vPPA contract. In the case of physical cPPA agreements between the off-taker and producer of renewable energy, parties generally should operate within one electricity market (in the same price zone), because it enables physical transfer of electricity (or it should be available long-term interconnector power).

Detailed information regarding the physical and financial cPPAs is available in the further part of the report.

3.1. Fizyczna umowa sprzedaży energii elektrycznej

Jest to model cPPA, na podstawie którego wytwórca (sprzedający) sprzedaje energię elektryczną z OZE odbiorcy (kupującemu) z jej fizyczną dostawą sieciami elektroenergetycznymi.

Taka umowa może zostać zawarta zarówno z odbiorcą końcowym, tj. takim odbiorcą, który dokonuje zakupu energii elektrycznej na własny użytek, jak i z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną (spółką obrotu).

W zależności od tego, kto będzie występował w roli kupującego w ramach takiej umowy, na wytwórcy mogą spocząć dodatkowe obowiązki regulacyjne związane z jej wykonaniem. W przypadku, gdy wytwórca sprzedaje energię elektryczną bezpośrednio odbiorcy końcowemu, może się liczyć z obowiązkiem pozyskiwania świadectw pochodzenia (zielone certyfikaty) i świadectw pochodzenia biogazu rozlicznego (błękitne certyfikaty) oraz świadectw efektywności energetycznej (białe certyfikaty) oraz przedstawiania ich do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Wiąże się to z ponoszeniem dodatkowego kosztu przez wytwórcę, zatem będzie miało wpływ na cenę energii elektrycznej, jaką wytwórca może zaoferować odbiorcy końcowemu. Trzeba mieć przy tym na uwadze, że zaktualizowanie się obowiązku umarzenia praw majątkowych zielonych i niebieskich będzie miało miejsca, w przypadku sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu, który będzie miał status tzw. odbiorcy przemysłowego, w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – w takim wypadku wytwórca będzie zobowiązany do pozyskiwania i przedstawiania do umorzenia jedynie świadectw efektywności energetycznej (białych certyfikatów).

Zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej obejmującej jej fizyczną dostawę będzie podlegać upublicznieniu na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii¹ (tzw. REMIT) i rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014

¹ Dz. U. UE. L. z 2011 r. Nr 326, str. 1.

3.1. Physical Power Purchase Agreement

This is a cPPA model, whereby a generator sells electricity from a RES installation to an electricity consumer, with its physical delivery via a grid and transfers ownership of that electricity.

Such an agreement may be concluded both with a final consumer, i.e. a consumer who purchases electricity for its own use, and with an electricity trading company (a trading utility).

Depending on who acts as the buyer under such an agreement, the generator may have additional regulatory obligations related to the performance of the cPPA. If the generator sells electricity directly to the final consumer, he should take into account the obligation to obtain certificates of origin (green certificates) and certificates of origin for agricultural biogas and energy efficiency certificates (white certificates) and present them to the President of the Energy Regulatory Office for redemption. This involves additional costs for the generator and will therefore affect the price of electricity the generator can offer to the final consumer. However, the obligation to redeem certificates of origin and certificates of origin of agricultural biogas will not apply in the case of the sale of electricity to the final consumer who has the status of the so-called industrial customer, within the meaning of the Renewable Energy Sources Act. In such a case, the generator will be obliged to obtain and present for redemption only the energy efficiency certificates (white certificates).

The conclusion of power purchase agreement involving physical delivery of the electricity, will be subject to reporting obligations under Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency¹ (so-called REMIT) and Commission Implementing Regulation (EU) No 1348/2014 of 17 December 2014

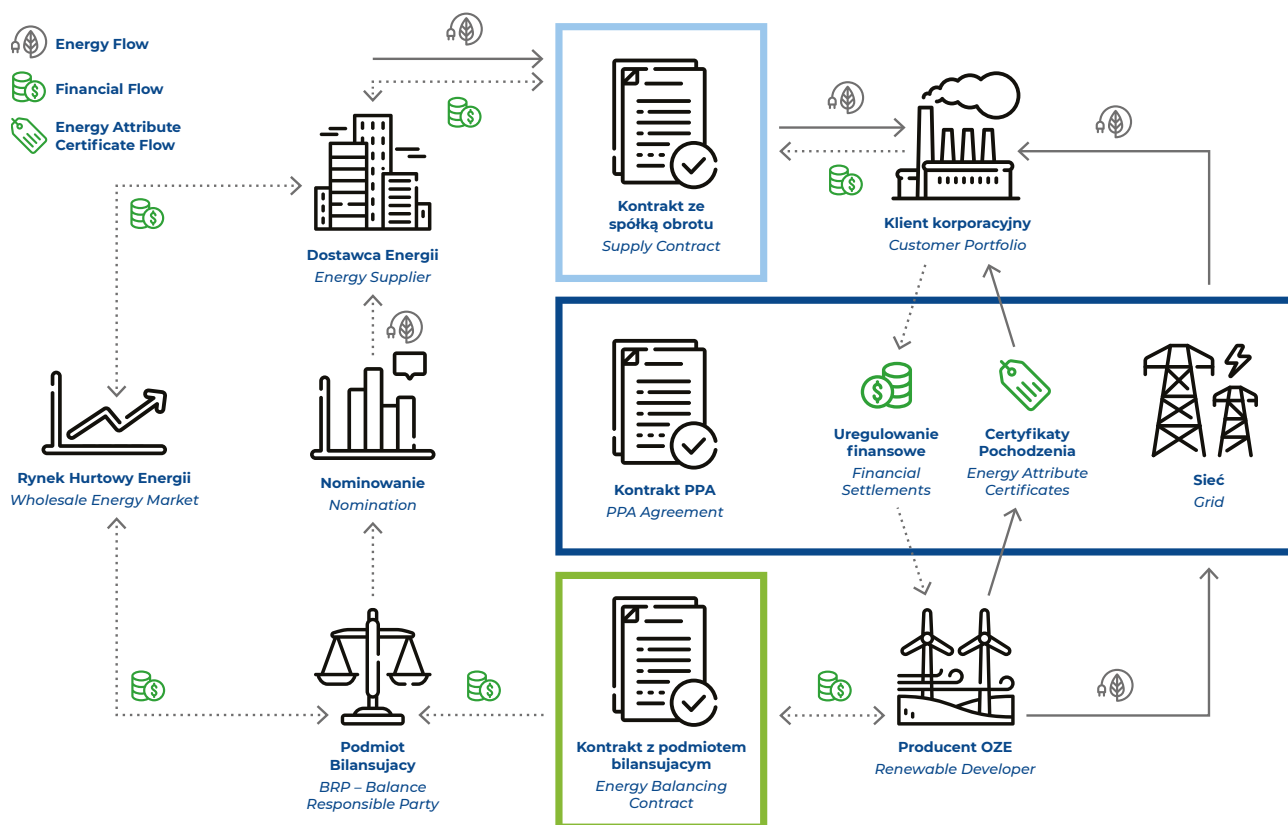
¹ OJ. EU. L. of 2011. No. 326, p. 1.

r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii² (tzw. rozporządzenie wykonawcze REMIT).

on data reporting implementing Article 8(2) and Article 8(6) of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency² (so-called REMIT Implementing Regulation).

Rys. 4. Fizyczny kontrakt cPPA

Fig. 4. Physical cPPA contract (sleeve)



Źródło: Opracowanie DNV i RE-Source Poland Hub na podstawie danych DNV
Source: DNV and RE-Source Poland analysis based on DNV data

ZALETY:

- ✓ przy stałej cenie energii elektrycznej odbiorca ma możliwość zabezpieczenia określonych środków finansowych w celu realizacji kontraktu;

ADVANTAGES:

- ✓ With a fixed price of electricity, the recipient has the opportunity to secure specific financial resources in order to execute the contract

2 Dz. U. UE. L. z 2014 r. Nr 363, str. 121 ze zm.

2 OJ. EU. L. 2014. No. 363, p. 121 as amended.

- ✓ realizacja celów związanych ze zrównoważonym rozwojem: powstania nowych instalacji odnawialnych źródeł energii (additionality), promocja marki odbiorcy, realizacja celów ESG (Environmental, Social and Corporate Governance);
- ✓ fizyczna umowa cPPA może być kontraktem odrębnym od umowy ze spółką obrotu;
- ✓ odbiorca ma możliwość wyboru wytwórcy energii z OZE, spółki obrotu oraz podmiotu bilansującego;

WADY:

- ✗ skomplikowany proces negocjacji warunków kontraktu;
- ✗ okres zobowiązań kontraktowych jest dłuższy niż przy typowym kontrakcie ze spółką obrotu;
- ✗ kredytowanie fizycznych umów cPPA jest bardziej złożone i wymaga innej oceny zdolności kredytowej wytwórcy energii elektrycznej z OZE i odbiorcy niż w przypadku umów krótkoterminowych.

Kontrakty fizyczne obecnie w Polsce nie są bardzo popularne ponieważ wymagają zaangażowanie większej ilości stron, w tym POB i de facto do sprzedaży fizycznej bezpośredniej dochodzi raczej rzadko. Dodatkowym ograniczeniem jest polskie prawo, które pozwala posiadać na jedno PPE (punkt poboru energii) tylko jednego sprzedawcę. Zatem wytwórca jeśli chciałby zostać bezpośrednim dostawcą energii do odbiorcy musiałby pokryć całe zapotrzebowanie odbioru. Stąd przy umowach fizycznych konieczny jest POB jako tzw. *sleeving party*. Dlatego strony najczęściej decydują się na inny typ kontraktu.

3.2. Wirtualna umowa sprzedaży energii elektrycznej

W tym modelu cPPA, zwanej vPPA, nie dochodzi do sprzedaży energii elektrycznej z jej fizyczną dostawą między stronami, ale jedynie do ściśle finansowego rozliczenia. Sprzedający (wytwórca) sprzedaje energię elektryczną na rynku, np. spółce

- ✓ Implementation of goals related to sustainable development: creation of new installations of renewable energy sources (additionality), promotion of the recipient's brand, implementation of ESG (Environmental, Social and Corporate Governance) goals
- ✓ A physical cPPA may be a separate contract from the contract with the trading company
- ✓ The recipient has the opportunity to choose a renewable energy producer, a trading company and a balancing entity

DISADVANTAGES:

- ✗ complicated process of negotiating contract terms.
- ✗ the period of contractual obligations is longer than in a typical contract with a trading company
- ✗ Lending to physical cPPAs is more complex and requires a different assessment of the creditworthiness of the renewable electricity generator and the recipient than in the case of short-term contracts

Currently, physical contracts are not very popular in Poland because they require the involvement of more parties, including the balance responsible party [BRP/POB], and de facto direct physical sale occurs rather rarely. An additional restriction is the Polish law, which allows only one seller per offtake point [PPE]. Thus, if a generator would like to become a direct supplier of energy to the offtaker, they would have to cover the entire offtake demand. Hence, with physical contracts, a BRP is necessary as a so-called sleeving party. Therefore, the parties most often opt for a different type of contract.

3.2. Virtual Power Purchase Agreement

In this cPPA model, called vPPA, there is no sale of electricity with physical delivery between the parties, but only a strictly financial settlement. The seller (generator) sells electricity on the market, e.g. to the trading utility, just as the buyer

obrotu, podobnie jak kupujący (odbiorca) kupuje energię elektryczną na rynku, np. od spółki obrotu.

Przedmiotem vPPA jest zatem rozliczenie finansowe, które z prawnego punktu widzenia kwalifikujemy jako instrument finansowy w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi³, a konkretnie kontrakt na różnicę rozliczany między stronami w odniesieniu do wybranego przez nie instrumentu bazowego, np. cen ustalonych na Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. w zakresie wolumenu energii elektrycznej wytworzonej przez sprzedającego.

Rozliczenie w vPPA typowo sprowadza się do zastosowania następującego wzoru:

$$S = Wh \times (C - C_{fix})$$

gdzie:

S – to należność do zapłaty (w określonej walucie),

Wh – to wolumen wytworzonej energii elektrycznej w MWh w określonym przedziale czasu,

C – to cena uzgodniona między stronami w vPPA (w określonej walucie),

C_{fix} – to wybrany przez strony instrument bazowy, np. Fixing I Rynku Dnia Następnego.

Zasady powyższego rozliczenia są takie, że kupujący płaci sprzedającemu, jeśli wynik rozliczenia jest dodatni, a sprzedający płaci kupującemu wartość bezwzględną, jeśli wynik rozliczenia jest ujemny.

Jest to zatem dobrze znany wytwórcom energii elektrycznej z OZE w Polsce mechanizm stosowany w ramach aukcyjnego systemu wsparcia w rozliczeniach ujemnego (dodatniego) salda z Zarządcą Rozliczeń S.A. Obrazuje to także funkcję, jaką pełnią vPPA z perspektywy wytwórcy, ale także odbiorcy – są one instrumentem hedgingowym zabezpieczającym stałą cenę energii

(consumer) buys electricity on the market, e.g. from the trading utility.

The subject matter of the vPPA is therefore a financial settlement, which from a legal point of view qualifies as a financial instrument within the meaning of the Act on Trading in Financial Instruments³. It is a contract for difference, settled between the parties with reference to a base instrument of their choice, e.g. prices established on the Day-Ahead Market operated by the Polish Power Exchange (Towarowa Giełda Energii S.A.) for the volume of electricity generated by the seller.

Settlement in vPPA typically comes down to the following formula:

$$S = Wh \times (C - C_{fix})$$

where:

S – is the amount due to be paid (in a specified currency),

Wh – is the volume of electricity generated in MWh over a specified period of time,

C – is the price agreed between the parties in the vPPA (in a specified currency),

C_{fix} – is the base instrument selected by the parties, e.g. Fixing I of the Day-Ahead Market.

The principles of the above settlement are that the buyer pays the seller if the settlement result is positive, and the seller pays the buyer the absolute value if the settlement result is negative.

It is therefore a mechanism well known to RES electricity generators in Poland, which is used under the auction support system to settle a negative (positive) balance with the Settlement Operator (Zarządca Rozliczeń S.A.). This also illustrates the role that vPPAs play from the perspective of the generator, but also of the consumer – they are a hedging instrument that secures a fixed price for electricity for the duration of the agreement,

3 T.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 646 ze zm

3 Consolidated text: Journal of Laws of 2023, item 646, as amended.

elektrycznej na czas obowiązywania umowy, chroniącym przed rynkowymi wahaniami cen energii elektrycznej jedną, jak i drugą stronę kontraktu.

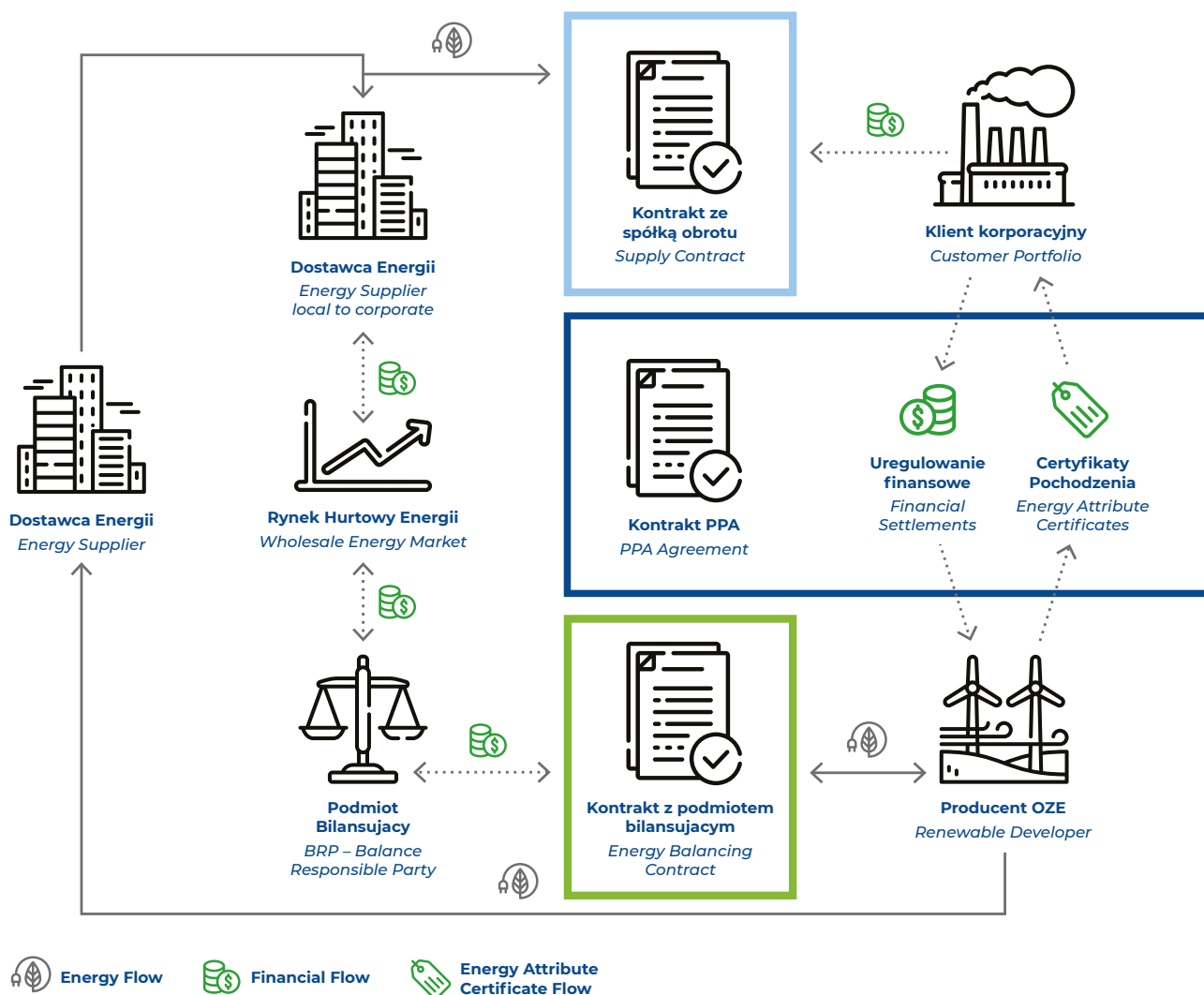
Jeżeli chodzi o obowiązki regulacyjne związane z zawieraniem vPPA, to podlegają one raportowaniu na gruncie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji⁴ (tzw. EMIR).

protecting one, as well as the other party to the contract, from market fluctuations in electricity prices.

As regards the regulatory obligations related to the conclusion of vPPAs, they are subject to reporting obligations under Regulation (EU) No 648/2012 of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on OTC derivatives, central counterparties and trade repositories⁴ (so-called EMIR).

Rys. 5. Wirtualny (finansowy) kontrakt cPPA

Fig. 5. Virtual (financial) Corporate PPA



Źródło: Opracowanie DNV i RE-Source Poland Hub na podstawie danych DNV
Source: DNV and RE-Source Poland analysis based on DNV data

4 Dz. U. UE. L. z 2012 r. Nr 201, str. 1 ze zm.

4 OJ. EU. L. of 2012. No. 201, p. 1 as amended.

ZALETY:

- ✓ możliwość kontraktowania vPPA bez konieczności zmiany dostawcy energii;
- ✓ ograniczone ryzyko operacyjne, konsument korporacyjny nie musi brać pod uwagę technicznych i regulacyjnych aspektów dotyczących z instalacją OZE;
- ✓ zastosowanie mechanizmu cenowego (kontrakt różnicowy) może potencjalnie zmniejszyć koszty po stronie odbiorcy;
- ✓ przejrzystość cen prowadzonych operacji finansowych.

WADY:

- ✗ w przypadku dużej zmienności cen zwiększa się ryzyko finansowe po stronie odbiorcy ze względu na zastosowanie kontraktu różnicowego;
- ✗ wymagane jest raportowanie finansowe w ramach zgodności z przepisami rozporządzenia (UE) nr 648/2012;
- ✗ konieczność opanowania złożonych mechanizmów rynkowych i regulacji.

W Polsce kontrakty finansowe mają zdecydowaną przewagę ilościową nad kontraktami fizycznymi. Kontrakt finansowy z uwagi na swoje zalety w tym przede wszystkim łatwiejszy sposób jego podpisania, brak konieczności negocjowania kontraktu z POB powoduje, że strony sumarycznie bardziej są skłonne do zawierania tego typu kontraktów. Kontrakty finansowe stanowią w przybliżeniu ok. 80% sumy wszystkich kontraktów cPPA zawartych w Polsce. Niemniej jednak należy zaznaczyć, że sytuacja ta zaczyna się zmieniać i wydaje się, że w kolejnych latach coraz większe znaczenie będą odgrywały kontrakty fizyczne.

3.3. Modele cPPA według wolumenu energii elektrycznej

Można także wyróżnić modele cPPA (zarówno tych fizycznych, jak i tych wirtualnych) z podziałem ze

ADVANTAGES:

- ✓ possibility of contracting vPPA without the need to change the energy supplier
- ✓ limited operational risk, corporate consumer does not have to take into account technical and regulatory aspects related to RES installation
- ✓ the use of a pricing mechanism (contract for difference) may potentially reduce costs on the buyer's side
- ✓ transparency of prices of financial operations

DISADVANTAGES:

- ✗ in the event of high price volatility, the financial risk on the recipient's side increases due to the use of a contract for difference
- ✗ financial reporting is required as part of compliance with the provisions of Regulation (EU) No. 648/2012
- ✗ the need to master complex market mechanisms and regulations

In Poland, financial contracts clearly outnumber physical contracts. A financial cPPA, due to its advantages including primarily an easier way of signing, no need to negotiate a contract with the BRP, makes the parties overall more willing to enter into this type of contract. Financial contracts account for approximately 80% of all cPPAs concluded in Poland. Nevertheless, it should be noted that this situation is starting to change and it seems that physical cPPAs will become increasingly important in the years to come.

3.3. cPPA models by volume of electricity

A distinction can also be made between cPPA models (both physical and virtual cPPAs),

względem na wolumen energii elektrycznej będącej przedmiotem takiej umowy (fizyczna cPPA) lub wolumen energii elektrycznej, do którego będzie się odnosiło rozliczenie finansowe (wirtualna cPPA).

Zarówno fizyczny cPPA, jak i vPPA może odnosić się do całego wytworzonego w danej instalacji OZE wolumenu, który nie jest możliwy do precyzyjnego określenia z góry (model *pay as produced*) albo zakładać sprzedaż/rozliczenie z góry określonego przez strony wolumenu energii zgodnego z zapotrzebowaniem odbiorcy (model *pay as consumed*). Dodatkowo możliwe, ale bardziej ryzykowne dla wytwórcy, są modele *baseload*, które gwarantują stałą pasmową dostawę w każdej z kontraktowanej godziny doby, czym zbliżone są do modelu *pay as consumed*.

Różnica między tymi modelami sprowadza się do przypisania ryzyka wolumenowego danej stronie kontraktu. W przypadku *pay as produced* ryzyko wolumenu i profilu wytwarzania energii elektrycznej danej instalacji ponosi odbiorca, a w przypadku *baseload* – wytwórca oraz odbiorca. Ponoszenie ryzyka ma oczywiście przełożenie na cenę, którą wytwórca może zaoferować kupującemu.

W Polsce, w zależności od strony kontraktu, preferowane są różne modele. Z punktu widzenia odbiorcy najbardziej preferowane są modele *baseload* oraz model *pay as consumed*, które z kolei są bardzo ryzykowne dla wytwórcy, dla którego najbardziej preferowane są modele *pay as produced*. Dlatego z uwagi na fakt, iż w Polsce mamy obecnie rynek producenta to modeli najbardziej dogodnych dla odbiorcy praktycznie się nie stosuje. Dominuje model, w którym odbiorca zakupuje określony wolumen z źródła niezależnie od tego czy jest w stanie w danym momencie to skonsumentować. W obecnej strukturze zawieranych umów nie jest to problematyczne, ponieważ cPPA podpisują przeważnie duże podmioty o dużym wolumenie zużycia. Sytuacja się zmieni, gdy wytwórcy zaczną sprzedawać energię bezpośrednio do coraz mniejszych odbiorców. Wówczas będą musieli wypracować modele, które będą łatwiejsze do akceptacji przez takich odbiorców.

according to the volume of electricity that is to be sold under such an agreement (physical cPPA) or the volume of electricity to which the financial settlement will apply (virtual cPPA).

Both the physical cPPA and the vPPA can refer to the entire volume generated by a RES installation, which cannot be precisely determined in advance (*pay as produced* model) or assume the sale/settlement of a volume determined in advance by the parties in accordance with the off-taker's demand (*pay as consumed* model). In addition, the *baseload* models may be also applicable, but they are riskier for the electricity producer. The *baseload* model guarantees that whole electricity volume will be taken at each contracted hour of the day. In this aspect the *baseload* model is similar to the *pay as consumed* model.

The difference between these models comes down to the allocation of volume risk to a particular party to the contract. In the case of *pay as produced*, the risk of the volume and generation profile of a given RES installation is borne by the buyer, while in the case of *baseload* it is borne by the generator. Bearing the risk is, of course, reflected in the price that the generator can offer to the buyer.

In Poland, different models are preferred depending on the party of the contract. From the off-taker's point of view, the *baseload* and *pay as consumed* models are the most preferred. However, these models are very risky for the electricity producers, which prefer the *pay as produced* models. Due to the fact that in Poland we currently have a market dominated by generators, models, which are the most convenient for the consumers are practically not used. The most commonly used model requires the off-taker to purchase the contracted volume of electricity from the source regardless of the buyer's ability to consume it at the specific time. In the current structure of concluded contracts, this is not problematic, because cPPAs are usually signed by large entities with large demand for electricity consumption volumes. The situation will change when producers start selling energy directly smaller consumers. Then the generators will have to develop models that will be more convenient for these off-takers.

4. Główne postanowienia umowne

Pomimo istotnych różnic pomiędzy przedmiotem cPPA w modelu fizycznym i wirtualnym, szereg klauzul umownych będzie dla nich wspólny.

W dużej mierze cPPA kształtowane są przez strony na zasadzie swobody kontraktowania. Oznacza to, że tak długo, jak zachowane są podstawowe zasady stosunków zobowiązaniowych (w tym zasady współzycia społecznego i bezwzględnie obowiązujące przepisy prawa), strony mogą swobodnie uregulować wiążącą je umowę.

Warto pamiętać, że rynek wypracował wzorce cPPA, które mogą okazać się pomocne w procesie negocjacji. Wzorce te stanowią standardy, tak dla poszczególnych klauzul umownych (np. siły wyższej, modelu rozliczeń, przypadków naruszenia umowy), jak i dla całej treści cPPA. Jednym z kluczowych jest wzorzec *indywidualnej umowy sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i przedsiębiorstw obrotu*, opracowany w 2019 r. przez EFET (*European Federation of Energy Traders*) we współpracy z RE-Source, dostępny także w polskiej wersji językowej⁵. Dotyczy on umowy PPA w formule z fizyczną dostawą energii elektrycznej jak i umowy wirtualnej. Dzieli się na dwie części, tj. warunki indywidualne oraz postanowienia ogólne, co pozostawia możliwość dostosowania warunków umowy do potrzeb stron. Dodatkowo wzorzec ten zawiera także załącznik z definicjami pojęć użytych w części I i II.

Innym standardem, do którego można się odwołać w przypadku cPPA w modelu wirtualnym jest wzór umowy ramowej opracowanej przez ISDA (*International Swaps and Derivatives Association*)⁶. Dotyczy on transakcji na instrumentach pochodnych (a takimi są kontrakty na różnice,

4. Main contractual provisions

Despite the significant differences between the subject matter of cPPAs in the physical and virtual models, a number of contractual clauses will be common to both of them.

To a large extent, cPPAs are shaped by the parties on the basis of the freedom of contract principle. This means that as long as the basic principles of the contractual relationship (including principles of social co-existence and mandatory rules of law) are respected, the parties are free to regulate their contractual relation.

The market has developed cPPA templates that can be helpful in the negotiation process. These templates aim to shape standards, both for particular contractual clauses (e.g. force majeure, settlements model, events of default) and for the entire cPPA. One of the key ones is the template for an *Individual Power Purchase Agreement for Corporates and Utilities*, prepared in 2019 by EFET (*European Federation of Energy Traders*) in cooperation with RE-Source, also available in the Polish language version⁵. It addresses the PPA in the formula with physical sale of electricity as well as the virtual contract. It is divided into two parts, i.e. individual terms and conditions and general provisions, which leaves the possibility to adapt the terms of the contract to the needs of the parties. In addition, the template also includes an annex with definitions of terms used in parts I and II.

Another standard that can be referred to for cPPAs in the virtual model is the model master agreement developed by ISDA (*International Swaps and Derivatives Association*)⁶. It applies to over-the-counter (OTC) derivatives transactions

5 Wzorzec umowy dostępny na stronie internetowej: <https://www.efet.org/home/documents?id=30>.

6 Wzorzec umowy dostępny na stronie internetowej: <https://www.isda.org/>.

5 Model contract available at: <https://www.efet.org/home/documents?id=30>.

6 Model contract available at: <https://www.isda.org/>.

a więc umowy vPPA) poza rynkiem regulowanym (z ang. *OTC*).

Posłużenie się wzorcem umownym będzie jednak wymagało dostosowania warunków umowy do regulacji krajowych. W Polsce szczególnie istotne będą obowiązki regulacyjne związane z rynkiem energii, w tym zawarte w ustawie - Prawo energetyczne, ustawie o OZE oraz ustawie o efektywności energetycznej, oraz obligatoryjne przepisy prawa cywilnego oraz z obszaru prawa upadłościowego i podatkowego. W ostatnim czasie należy wziąć też pod uwagę regulacje tzw. reżimu cenowego, o czym mowa jeszcze poniżej.

4.1. Klauzule zawierające warunki

cPPA często zawierane są pod warunkiem (czasem nawet kilkoma warunkami), od których spełnienia zależy powstanie skutków zawarcia umowy (warunek zawieszający), albo ich ustanie (warunek rozwiązujący) – w zależności od rozwiązania wybranego przez strony. Z reguły spełnienie/ niespełnienie się danej kategorii warunków, będzie wiązało się z obowiązkiem zapłaty kary pieniężnej dla drugiej strony.

W praktyce możemy się spotkać z następującymi warunkami formułowanymi przez strony:

- ➔ Warunek uzyskania zgody instytucji finansujących instalację OZE na zawarcie cPPA o danej treści. Spełnienie tego warunku leży po stronie wytwórcy. Lepszym rozwiązaniem jest jednak uzyskanie akceptacji dla zawarcia umowy o danej treści od banków/ instytucji finansujących przed podpisaniem cPPA, a najlepiej, gdy negocjowane postanowienia są na bieżąco uzgadniane z bankami, co pozwoli na uniknięcie zaskoczeń.
- ➔ Warunek przedłożenia zabezpieczeń wykonania umowy w postaci gwarancji bankowych, ubezpieczeniowych czy korporacyjnych w określonej wysokości, o określonej treści i w określonym terminie. Warunek ten może dotyczyć zarówno wytwórcy, jak i odbiorcy.
- ➔ Warunek realizacji instalacji OZE w określonym czasie, który dotyczy cPPA zawieranych

(and such are contracts for difference and therefore vPPAs).

The use of a standardized template will, however, require adaptation of the contractual terms and conditions to national regulations. In Poland, the parties should observe regulatory obligations related to the electricity market, including those contained in the Energy Law, the Renewable Energy Sources Act and the Act on Energy Efficiency, as well as mandatory provisions of civil, bankruptcy and tax law. More recently, the so-called price cap regime regulations should also be taken into account, as discussed further below.

4.1. Clauses regulating the conditions

cPPAs are often concluded subject to a condition (sometimes even several conditions), the fulfilment of which determines either the occurrence of the legal effects of the agreement (condition precedent) or the cessation of the legal effects of the agreement (dissolution condition) – depending on the solution chosen by the parties. Usually the fulfilment/non-fulfilment of certain conditions, will entail an obligation to pay a contractual penalty to the other party.

In practice, the following conditions may apply:

- ➔ The condition to obtain the consent of the institutions financing RES installation to conclude a cPPA in a negotiated shape. It is up to the generator to fulfil this condition. It is preferable to obtain banks/financing institutions' approval for the conclusion of a cPPA before signing, and it is recommended to involve the financing parties in the negotiations of the cPPA on an ongoing basis to avoid surprises.
- ➔ The condition to submit performance guarantee in the form of bank, insurance or corporate guarantees for a specified amount, with an agreed wording and within a specified period of time. This condition may apply to both the generator and the consumer.
- ➔ A condition for the realization of RES installations within a certain timeframe, which

na wczesnym etapie rozwoju. Warunek ten sprowadza się do uzyskania wszystkich decyzji administracyjnych niezbędnych do prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, w tym w szczególności koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Co oczywiste spełnienie tego warunku spoczywa na wytwórcy.

W cPPA mamy też do czynienia z różnymi terminami uzgadnianymi przez strony. Nie chodzi tu wyłącznie o okres obowiązywania umowy. W szczególności należy rozróżnić termin obowiązywania umowy, od terminu rozpoczęcia sprzedaży/rozliczeń na podstawie cPPA. cPPA będzie obowiązywać od momentu jej podpisania przez strony. Tymczasem rozpoczęcie wykonywania jej przedmiotu, tj. dokonywanie sprzedaży/rozliczeń energii elektrycznej powiązane jest albo z momentem uzyskania koncesji przez wytwórcę, albo z uzyskaniem potwierdzenia rozpoczęcia komercyjnej działalności przez daną instalację OZE od podmiotu odpowiedzialnego za jej bilansowanie. W praktyce może się to wydarzyć kilka, czy kilkanaście miesięcy po podpisaniu cPPA.

4.2. Klauzule opisujące terminy

W cPPA spotykamy następujące terminy, których niedotrzymanie może się wiązać z określonymi konsekwencjami:

- ➔ Termin rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej – *Commissioning Date*,
- ➔ Termin rozpoczęcia działalności komercyjnej – *Commercial Operations Date*,
- ➔ Data rozpoczęcia sprzedaży/rozliczeń energii elektrycznej – *Commencement Date*
- ➔ *Long Stop Date*, czyli data, do której najpóźniej wytwórca może opóźnić się z rozpoczęciem działalności komercyjnej, a odbiorca nie będzie jeszcze uprawniony do naliczania kar umownych.

Konsekwencje niedotrzymania terminów określone są w umowie i są to najczęściej: możliwość

applies to cPPAs concluded at an early stage of RES installation development. This condition comes down to obtaining all the administrative decisions necessary to operate a power plant and carry out the business activity of generating electricity, including in particular the electricity generation license. Meeting this condition rests with the generator.

In the cPPA, we also frequently see different terms and tenors agreed by the parties. It is not only about the duration of the agreement. In particular, a distinction must be made between the term of the agreement and the date of commencement of sales/settlements under the cPPA. The cPPA will be in force from the moment it is signed by the parties. Meanwhile, the commencement of the performance of its subject matter, i.e. the sale/settlement of electricity, is linked either to the moment the generator obtains an electricity generation license or the confirmation of the commencement of commercial operation of the RES installation from the balancing responsible party. In practice, this can happen several or a dozen of months after the signing of the cPPA.

4.2. Clauses regulating deadlines

In the cPPA, we encounter the following deadlines; failure to comply with them may entail certain consequences:

- ➔ *Commencement* date for electricity generation – *Commissioning Date*,
- ➔ Commencement of commercial operation of the RES installation – *Commercial Operations Date*,
- ➔ Commencement of the sales/settlements of electricity – *Commencement Date*,
- ➔ *Long Stop Date*, which is the date by which the generator can delay the start of commercial operations and the buyer will not yet be entitled to contractual penalties/ liquidated damages.

The consequences of failing to meet these deadlines usually include: the possibility of imposing

naliczenia kar umownych przez kupującego, czy prawo do rozwiązania umowy przez kupującego.

4.3. Klauzule związane z wcześniejszym rozwiązaniem umowy

Z zasady cPPA są umowami terminowymi, to znaczy, że są zawierane na określony czas. Okres ten może wynieść 10-15 lat i lat i wtedy mówimy o długoterminowych cPPA, ale zdarzają się także cPPA zawierane na kilka lat. W przypadku umów 15-letnich z perspektywy wytwórcy, cPPA zawierana jest w celu sfinansowania danej instalacji OZE. Fakt, że zawarcie cPPA daje możliwość powstania określonej instalacji OZE, może mieć też znaczenie dla tych odbiorców końcowych, którzy w myśl celów ESG chcą wnieść swój wkład w rozwój sektora OZE (z ang. tzw. *additionality*).

Termin obowiązywania cPPA implikuje by umowa zawierała wyczerpujący katalog przypadków pozwalających na jej wcześniejsze rozwiązanie. Z jednej strony będzie to grupa przypadków uniemożliwiających dalsze wykonywanie umowy z przyczyn od stron niezależnych (jak np. przedłużający się przypadek siły wyższej, skrajne przypadki zmiany prawa). Z drugiej strony cPPA powinna też zawierać postanowienia regulujące możliwość jej wypowiedzenia z przyczyn zawinionych, bądź też zależnych od stron.

Jeśli chodzi o tę drugą kategorię przypadków, z reguły będzie to utrata koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, brak zapłaty wymagalnych płatności, nieprzedłożenie/wygaśnięcie zabezpieczenia wykonania umowy, przeniesienie praw i obowiązków umownych na podmiot trzeci bez zgody drugiej strony, brak gwarantowanej dostępności instalacji OZE, brak dostarczenia gwarantowanych wolumenów energii elektrycznej, czy utrata płynności finansowej przez stronę.

Kluczowe jest również określenie konsekwencji przedterminowego rozwiązania umowy. W zależności od przyczyn rozwiązania (zależne/niezależne od stron), cPPA może przewidywać obowiązek zapłaty zryczałtowanej opłaty za rozwiązanie umowy, która z perspektywy polskiego systemu prawnego

contractual penalties by the buyer or the right to terminate the contract by the buyer.

4.3. Clauses regulating early termination

As a rule, cPPAs are concluded for a fixed period of time. This period can amount to 10-15 years and we call these agreements long-term cPPAs, but there are also cPPAs concluded for a couple of years, in which case from the perspective of the generator, the cPPA is concluded in order to finance a specific RES installation. The fact that the conclusion of a cPPA gives the possibility to finance the development and construction of a specific RES installation may also be relevant for those corporate buyers, who, in line with ESG objectives, wish to contribute to the development of the RES sector (so-called *additionality*).

The fixed term of the cPPA implies that the agreement should contain an exhaustive catalogue of early termination grounds. On the one hand, there will be a group of events preventing further performance of the agreement for reasons beyond the control of the parties (such as a prolonged case of force majeure, changes in law). On the other hand, the cPPA will also contain provisions regulating the grounds for termination for reasons that are either culpable or dependent on one of the parties.

As regards the latter category of cases, it will generally be the loss of an electricity generation license, non-payment of due payments, failure to submit/renew the performance security, transfer of contractual rights and obligations to a third party without the consent of the other party, lack of guaranteed availability of RES installations, failure to deliver guaranteed volumes of electricity, or loss of liquidity by a party.

It is also crucial to determine the consequences of early termination. Depending on the reasons for termination (dependent/independent of the parties), the cPPA may provide for an obligation to pay a lump-sum termination payment, which, from the perspective of the Polish legal system,

będzie stanowił rodzaj kary umownej, ze wszystkimi tego konsekwencjami. Opłata ta może być związana z przyjętą wartością szacowanego wolumenu energii elektrycznej, który nie został dostarczony (bądź rozliczony – w przypadku umów vPPA) na skutek przedterminowego rozwiązania umowy.

4.4. Klauzule regulujące zabezpieczenie wykonania umowy

Najczęstszym instrumentem zabezpieczającym prawidłowe wykonanie cPPA jest gwarancja bankowa bądź korporacyjna. Istotne jest to, aby taki rodzaj zabezpieczenia był nieodwołalny, płatny na pierwsze żądanie i bezwarunkowy. Z reguły cPPA będzie zawierać wymagania co do ratingu kredytowego gwaranta oraz w przypadku gwarancji bankowej, precyzować dopuszczalną siedzibę banku.

Konieczność posiadania określonego ratingu przez gwaranta, idzie najczęściej w parze z tymi umowami cPPA, które zawierane są w celu pozyskania finansowania instalacji OZE. Powoduje to, że grupa potencjalnych kupujących (odbiorców energii) jest zawężona do największych spółek o odpowiednim standingu. Problem ten został zauważony na szczeblu unijnym, jako jedna z przyczyn hamujących popularyzację cPPA.

Wartość gwarancji może być ustalona odrębnie dla każdego z lat obowiązywania umowy. Jest to szczególnie istotne dla umów długoterminowych, ponieważ wraz z upływem czasu wartość zabezpieczenia będzie maleć, a więc i będzie stanowił mniejsze obciążenie finansowe dla stron.

Zgodnie z ustawą z dnia 13 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o gwarantowanych przez Skarb Państwa ubezpieczeniach eksportowych oraz niektórych innych ustaw⁷, KUKE (Korporacja Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych S.A.) jest odpowiedzialne za przygotowanie produktów zabezpieczających krajowych przedsiębiorców przed ich zobowiązaniami wobec podmiotów udzielających im różnych form finansowania poczynając od kredytów bankowych a kończąc na umowach typu cPPA związanych z zakupem energii elektrycznej. Szczegółowe informacje w tym zakresie są dostępne w rozdziale 11 niniejszego raportu.

will constitute a type of contractual penalty, with all its consequences. This fee may be related to the assumed value of the estimated volume of electricity that has not been delivered (or settled – in the case of vPPAs) as a result of early termination.

4.4 Clauses regulating performance guarantees

The most common instrument to secure the proper performance of the cPPA is a bank or corporate guarantee. It is important that this type of security is irrevocable, payable on first demand and unconditional. Typically, the cPPA will contain requirements as to the credit rating of the guarantor and, in the case of a bank guarantee, specify the acceptable domicile of the bank.

The need for the guarantor to have a certain credit rating usually goes hand in hand with these cPPAs, which are concluded in order to obtain financing for RES installations. This results in the group of potential buyers being narrowed down to the largest companies. This problem has been noted at EU level as one of the reasons impeding the popularisation of cPPAs.

The value of the guarantee can be set separately for each of the contract years. This is particularly important for long-term contracts, as the value of the security will decrease as time goes by, and so will place less of a financial burden on the parties.

Pursuant to the Act of July 13, 2023 amending the Act on export insurance guaranteed by the State Treasury and certain other acts⁷, KUKE (Korporacja Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych S.A.) is responsible for preparing products securing domestic entrepreneurs against their liabilities towards entities providing them with various forms of financing ranging from bank loans to cPPA agreements related to the purchase of electricity. Detailed information in this regard is available in chapter 11 of this report

⁷ Journal of Laws of 2023, item 1859.

⁷ Dz.U.2023.1859

4.5. Klauzule regulujące odpowiedzialność stron

Z zasady cPPA posługują się kategoriami kar umownych za naruszenie określonych obowiązków umownych stron. Praktyka polska nie odbiega tutaj od standardów międzynarodowych, a koncepcja kar umownych pozwala na ukształtowanie odpowiedzialności stron w sposób bardziej precyzyjny i przewidywalny (przynajmniej w zakresie kwoty roszczenia odszkodowawczego), niż poprzez odwołanie do odpowiedzialności na ogólnych zasadach prawa. Jeśli jednak strony zdecydują się na odpowiedzialność na zasadach ogólnych, wówczas w cPPA dodają postanowienia, które mają za zadanie przybliżyć z czego może wynikać szkoda drugiej strony spowodowana niewłaściwym wykonaniem/ niewykonaniem cPPA przez stronę naruszającą.

Najczęstszymi typami kar umownych stosowanymi w Polsce są kary:

- ➔ związane z naruszeniem gwarantowanej gotowości danej instalacji do wytwarzania energii elektrycznej mierzonej np. w stosunku rocznym lub dwuletnim (z ang. *availability*),
- ➔ związane z przestojem instalacji (z ang. *interruption*), rozumianym jako okres, w którym instalacja jest dostępna, ale nie wytwarza lub nie wprowadza energii elektrycznej do sieci z przyczyn leżących po stronie wytwórcy,
- ➔ związane z niedostarczeniem określonego wolumenu,
- ➔ związane ze zwłoką w rozpoczęciu wytwarzania energii elektrycznej przez daną instalację, co z reguły będzie dotyczyło tych cPPA, które są zawierane na wczesnym etapie rozwoju instalacji, oraz
- ➔ związane z przedterminowym rozwiązaniem umowy z przyczyn zależnych od stron.

Kary te powinny wynikać z przyjętego modelu cPPA, a więc w tym przypadku będą determinowane głównie modelem *pay-as-produced* lub *baseload*. Naruszenie gwarantowanej gotowości danej instalacji do wytwarzania energii elektrycznej, czy przestój instalacji będzie właściwy

4.5. Clauses regulating the liability of the parties

Typically, the cPPAs use the concept of contractual penalties/ liquidated damages for the breach of specific contractual obligations of the parties. Polish practice does not deviate from international standards and the concept of contractual penalties/ liquidated damages makes it possible to shape the liability of the parties in a more precise and predictable manner (at least with regard to the amount of the damage) than by referring to liability on general principles of the law. If, however, the parties opt for liability on general principles instead, then the cPPA will include provisions approximating what the other party's damage caused by the non-performing party may result from.

The most common types of contractual penalties are:

- ➔ related to a breach of the guaranteed availability of an installation to generate electricity, measured e.g. on an annual or biannual basis),
- ➔ related to the interruption of an installation, defined as a period during which the installation is available but does not generate or inject electricity into the grid for reasons attributable to the generator,
- ➔ related to non-delivery of a certain volume of the electricity,
- ➔ related to a delay in the start of generation by an installation, which will generally be the case for those cPPAs concluded at an early stage of the installation's development, and
- ➔ related to early termination of a contract for reasons attributable to the parties.

These penalties should result from the chosen model of cPPA, in this case – *pay-as-produced* or *baseload* model. A breach of the guaranteed availability of an installation to generate electricity, or interruption of the installation, will be specific to the *pay-as-produced* cPPA, while the contractual

dla cPPA typu *pay-as-produced*, a kara umowna za niedostarczenie gwarantowanego wolumenu będzie związana z cPPA typu *baseload*.

Niezależnie od powyższego, cPPA zawierają również limit odpowiedzialności stron związany z niewykonaniem umowy. Jest to szczególnie istotne, jeśli jednocześnie cPPA zawiera wymóg przedłożenia zabezpieczenia wykonania umowy, ponieważ wówczas kwota zabezpieczenia (gwarancji bankowej lub korporacyjnej) powinna odpowiadać limitowi odpowiedzialności.

W kontekście zasad odpowiedzialności, istotną klauzulą umowną jest również klauzula siły wyższej. Zakłada ona, że żadna ze stron nie będzie ponosić odpowiedzialności za niewykonanie umowy z przyczyn będących poza kontrolą danej strony, i takich którym dana strona nie mogła zapobiec. Z uwagi na specyfikę cPPA, obok standardowych przyczyn takich jak wojna, epidemia, akty wandalizmu czy terroru, katalog ten może obejmować także takie przyczyny jak przymusowe wyłączenia instalacji OZE na polecenie operatora, wady seryjne, bądź ukryte kluczowych komponentów instalacji OZE, zakłócenia w pracy sieci elektroenergetycznej.

4.6. Klauzule adaptacyjne

Grupa tzw. klauzul adaptacyjnych, rozumianych głównie jako postanowienia zmierzające do dostosowania praw i obowiązków stron, ekwiwalencji świadczeń czy równowagi kontraktowej do zmieniającej się sytuacji ekonomicznej, rynkowej czy otoczenia prawnego, mają szczególnie znaczenie dla długoterminowych cPPA.

Ważne będzie to, by strony miały świadomość ryzyk związanych np. ze zmianą prawa, pojawieniem się nowych obciążeń podatkowych, zmianami na rynku energii elektrycznej i właściwie zaadresowały je w umowie. Konsekwencje poszczególnych zmian mogą być bowiem różne – zmiana prawa może w skrajnym przypadku prowadzić do utraty możliwości dalszego wykonywania umowy, a zmiany na rynku energii, bądź związane z pojawieniem się nowego rodzaju obciążenia publicznoprawnego, mogą powodować, że pierwotnie zakładana równowaga stron zostanie zachwiana, bądź też jedna ze stron będzie ponosić stratę w wyniku dalszego wykonywania umowy. Dodatkowo,

penalty for not delivering the guaranteed volume will be related to the *baseload* cPPA.

Notwithstanding the above, cPPAs may also contain a limit on the parties' liability related to non-performance of the contract. This is particularly relevant if, at the same time, the cPPA requires the parties to provide the performance/payment guarantee, as then the value of the guarantee should correspond to the liability limit.

In the context of liability rules, a force majeure clause is also an important one. It presupposes that neither party will be liable for non-performance of the contract due to causes beyond the control of the party concerned and/or which the party could not have prevented. Due to the specificity of the cPPA, in addition to standard force majeure instances such as war, epidemics, acts of vandalism or terror, this catalogue may also include curtailment of RES installations, serial or latent defects of key components of the RES installation, disturbances in the electricity grid.

4.6. Adaptation clauses

A group of so-called adaptation clauses, mainly understood as provisions aimed at adapting the rights and obligations of the parties, the equivalence of parties receivables or the contractual balance to a changing economic, market or legal environment, are of particular relevance to the long-term cPPA.

It will be important for the parties to be aware of the risks associated with, for example, changes in the law, the emergence of new tax burdens, changes in the electricity market design and to address them properly in the contract. This is because the consequences of such changes may vary – a change in the law may, in the extreme cases, lead to the loss of the possibility to continue to perform the contract, while changes in the electricity market, or related to the appearance of a new type of public charge, may result in the original balance of the parties being disrupted, or one of the parties incurring a loss as a result of the continued performance of the contract. In

w przypadku umów vPPA, należy zaadresować ryzyka dotyczące instrumentu bazowego (w oparciu o który dokonuje się rozliczeń), w tym np. rażącego spadku płynności na Towarowej Giełdzie Energii S.A., bądź zaprzestaniem jego publikowania, czy zastąpieniem go innym indeksem.

Z reguły klauzule te zakładają, że strony, działając w dobrej wierze, przystąpią do renegotiacji by dokonać koniecznej modyfikacji umowy, a na wypadek niepowodzenia, zaangażują podmiot zewnętrzny (eksperta, czy sąd, trybunał arbitrażowy) dla przywrócenia/ odtworzenia pierwotnego celu gospodarczego umowy.

Przypadek wprowadzenia tzw. reżimu cenowego (a więc Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, o czym szczegółowo w rozdziale 5.2. tego opracowania), pokazuje jednak, że sam obowiązek renegotiacji umowy może nie być wystarczający do zaadresowania ryzyk zewnętrznych. Stąd też, strony powinny uregulować możliwość wcześniejszego rozwiązania umowy, bądź zmiany jej modelu, na wypadek takiej zmiany okoliczności (prawa, wymiarów opłat czy obciążeń publiczno-prawnych), która, prowadziłaby do groźby poniesienia straty przez jedną ze stron cPPA w wyniku dalszego wykonywania umowy.

5. Krajowe regulacje w zakresie cPPA

Jak dotychczas ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne⁸ w katalogu umów na dostarczanie energii elektrycznej nie rozpoznawała tzw. korporacyjnej umowy sprzedaży energii elektrycznej, tj. umowy zawieranej z jednej strony przez wytwórcę energii elektrycznej z OZE, a z drugiej przez odbiorcę bądź odbiorcę końcowego. Umowa sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i ust. 2b Prawa energetycznego, z punktu widzenia postanowień, jakie powinny się w niej

8 t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.

addition, in the case of vPPAs, risks concerning the base instrument (on the basis of which settlements are made) must be addressed, including, for example, an abnormal decrease in liquidity on the Polish Power Exchange, or the discontinuation of its publication or its replacement by another index.

As a rule, these clauses presuppose that the parties, acting in good faith, enter into a renegotiation to make the necessary modifications to the contract and, in the event of failure, engage an external party (expert or court, arbitration tribunal) to restore the original economic purpose of the contract.

The introduction of the so-called price cap regime (by means of the Emergency Measures Act, as commented in greater details in chapter 5.2. of this report), however, shows that the mere obligation to renegotiate the contract may not be sufficient to address external risks. Hence, the parties should regulate the possibility of early termination of the contract, or a change in the contract model, in the event of such a change in circumstances (law, tax levels or any other public levies), which, would lead to a threat of serious loss for one of the parties to the cPPA as a result of the continued performance of the contract.

5. Polish regulations on cPPA

So far, Energy Law⁸ in the catalogue of contracts for the delivery of electricity did not recognise the so-called corporate power purchase agreement, i.e. an agreement concluded on the one hand by a generator of electricity from RES installation and on the other hand by a corporate consumer. The electricity sales agreement referred to in Article 5 item 2 point 1 and 2b of the Energy Law, from the point of view of the provisions that should be included in such agreement, generally refers to

8 Consolidated text: Journal of Laws of 2022, item 1385, as amended.

znaleźć, z zasady dotyczy umów zawieranych przez sprzedawców energii elektrycznej (spółki obrotu) z odbiorcami końcowymi.

cPPA były i są zawierane na zasadzie swobody umów wynikającej z ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny⁹. cPPA jest bowiem także umową w rozumieniu czysto cywilistycznym – znajdują do niej zastosowanie przepisy dot. zobowiązań określone w kodeksie cywilnym. Umowa sprzedaży energii elektrycznej jest umową sprzedaży w rozumieniu art. 535 i następnego kodeksu cywilnego, ponieważ przepisy o sprzedaży rzeczy stosuje się odpowiednio do sprzedaży energii, praw oraz wody (zob. art. 555 kodeksu cywilnego).

W orzecznictwie zostało przesądzone, że do istotnych postanowień umowy sprzedaży paliw i energii, należy określenie **przedmiotu sprzedaży** (paliwo lub energia), który sprzedawca zobowiązuje się przenieść na własność kupującego oraz **ceny, jako świadczenia ekwiwalentnego kupującego. Pozostałe składniki umowy, o których mowa w art. 5 ust. 2** Prawa energetycznego, są elementami nieistotnymi z punktu widzenia dojścia do skutku umowy danego rodzaju. Ma to o tyle znaczenie, że brak określenia wszystkich elementów z art. 5 ust. 2 Prawa energetycznego w cPPA nie będzie skutkować nieważnością takiej umowy. Zatem brak postanowień umownych przykładowo określających wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców (co wydaje się właściwe dla umów zawieranych przez spółki obrotu z odbiorcami końcowymi, w szczególności z odbiorcami w gospodarstwach domowych), nie będzie skutkować nieważnością cPPA.

cPPA jest za to zdefiniowana od dłuższego czasu w prawie unijnym. Umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej (por. art. 2 pkt 17 dyrektywy Parlamentu Europejskiego

agreements concluded by trading utilities with final consumer.

cPPAs were and are concluded on the basis of the freedom of contract resulting from the Civil Code⁹. cPPAs are also agreements in the purely civil law sense – the provisions on obligations set out in the Civil Code apply to them. An agreement for the sale of electricity is a sale agreement within the meaning of Articles 535 et seq. of the Civil Code, and the provisions on the sale of goods apply accordingly to the sale of energy, rights and water (see Article 555 of the Civil Code).

It has been established in case law that the essential provisions of a contract for the sale of fuels and energy include the specification of **the subject of sale** (fuel or energy), which the seller undertakes to transfer to the ownership of the buyer, and the **price, as the buyer's equivalent performance. The other components of the contract referred to in Article 5 item 2 of the Energy Law**, are irrelevant elements from the point of view of the effective conclusion of a contract of a given type. This is important as the failure to specify all elements listed in Article 5 item 2 of the Energy Law in the cPPA will not result in the invalidity of such a contract. Thus, the absence of contractual provisions, for example, specifying the amount of a discount for failing to meet customer service quality standards (which seems appropriate for contracts concluded by trading utilities with final consumers, in particular, households), will not result in the invalidity of the cPPA.

The cPPA is nevertheless defined in the EU law. A renewable electricity purchase agreement means a contract by which a natural or legal person agrees to purchase renewable electricity directly from an electricity producer (cf. Article 2(17) of Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December

9 Dz. U. z 2023 r. poz. 1610

9 Journal of Laws of 2023 item 1610.

i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹⁰). Dzięki ustawie z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹¹ doczekaliśmy się transpozycji tego przepisu do Prawa energetycznego.

Wedle nowego art. 5 ust. 2a Prawa energetycznego umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą, a odbiorcą, a transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się:

1. na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do sieci, albo
2. za pomocą linii bezpośredniej.

Ustawa nowelizująca nakłada także na wytwórcę istotny obowiązek informacyjny dedykowany cPPA – w terminie miesiąca od dnia zawarcia tej umowy, wytwórca musi przekazać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informację o jej zawarciu, o jej stronach, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, lokalizacji i rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona, oraz okresie, na jaki ta umowa została zawarta. Można tego dokonać zarówno w formie pisemnej, jak i elektronicznej.

Wyżej opisane nowe przepisy Prawa energetycznego dotyczą jedynie cPPA obejmujących fizyczną dostawę energii elektrycznej.

5.1. Linia bezpośrednia

Wyżej wskazaliśmy, że ustawodawca wprost dopuszcza możliwość zawarcia cPPA z wykorzystaniem linii bezpośredniej, zatem konieczne jest omówienie nowych regulacji w tym zakresie – wprowadzonych na mocy ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹².

2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources¹⁰, called RED II). Thanks to the Act of 17 August 2023 amending the Renewable Energy Sources Act and certain other acts¹¹, these rules have been transposed into the Energy Law.

According to the new Article 5 item 2a of the Energy Law, an agreement for the sale of electricity generated from RES installation may be concluded directly between the generator and the consumer, and the delivery of such electricity may take place:

1. under an agreement for transmission or distribution services if the parties to that agreement have previously been connected to the network, or
2. by a direct line.

The new rules also impose an important disclosure obligation on the generator – within one month of the date of conclusion of the cPPA, the generator must provide the President of the Energy Regulatory Office with information about the conclusion of the agreement, the parties to the agreement, the volume and price of electricity, the location and type of RES installation, and the period for which the agreement was concluded. This may be done either in writing or electronically.

The above-described new provisions of the Energy Law only apply to cPPAs involving the physical settlement of electricity.

5.1. Direct line

We pointed out above that the legislator explicitly allows for the possibility of concluding a cPPA using a direct line. It is therefore vital to outline the new regulations in this regard – introduced by the Act of 28 July 2023 amending the Energy Law and certain other acts¹².

¹⁰ Dz. U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 ze zm.

¹¹ Dz.U. 2023 poz. 1762

¹² Dz. U. z 2023 r. poz. 1681.

¹⁰ OJ. EU. L. of 2018. No. 328, p. 82 as amended.

¹¹ Journal of Laws of 2023 item 1762.

¹² Journal of Laws of 2023, item 1681.

DEFINICJE

Linia bezpośrednia zyskała nową definicję – jest to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwórczą z wydzielonym odbiorcą, w celu bezpośredniego dostarczania mu energii elektrycznej.

Wydzielona jednostka wytwórcza (którą może być także instalacja OZE) to jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna jest bezpośrednio dostarczana do wydzielonego odbiorcy.

Z kolei **wydzielony odbiorca** oznacza odbiorcę, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej (przypadek, który się wydaje niespotykanym w rzeczywistości) lub jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci (tj. nie może być możliwości wprowadzania energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej przez urządzenia i instalacje wydzielonego odbiorcy do sieci, co wymaga zastosowania odpowiednich rozwiązań technicznych). Ustawodawca dodatkowo zagwarantował, że pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie może ograniczać prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci.

Z powyższych definicji wyłania się zatem istotny warunek dot. najprostszego modelu linii bezpośredniej – tj. nie można wprowadzać energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE połączonej linią bezpośrednią z odbiorcą do systemu elektroenergetycznego przez instalacje tego odbiorcy. Oznacza to, że w sytuacjach w których wydzielony odbiorca nie będzie miał zapotrzebowania na energię elektryczną, a instalacja OZE będzie gotowa tę energię wytwarzać (wystąpią odpowiednie warunki, np. wiatrowe lub słoneczne), nie będzie mogła tego robić. Jest to istotny czynnik do wzięcia pod uwagę w modelu finansowym.

5.1.1. Wpis do wykazu

Podstawowa zmiana przepisów polega na tym, że konieczność uzyskania zgody Prezesa URE (w drodze decyzji) na budowę linii bezpośredniej, została

DEFINITIONS

A direct line is defined as a power line that connects an isolated (i.e. not connected to the grid) generating unit with an isolated consumer for the direct supply of electricity to that consumer.

An isolated generation unit (which can also be a RES installation) is a unit from which all electricity generated is directly supplied to an isolated consumer.

On the other hand, **an isolated consumer** means a consumer that is not connected to the grid (which is very rare or even did not occur in practice) or is connected to the grid in a way that makes it impossible to feed electricity generated in an isolated generating unit into the grid (i.e. it must not be possible to feed electricity generated in an isolated generating unit through the equipment and installations of the isolated consumer into the grid, which requires appropriate technical solutions). The legislator has further ensured that the off-take of electricity via a direct line may not restrict the consumer's right to connect to the electricity grid and take electricity from the grid.

Thus, an important condition for the simplest direct line model emerges from the above definitions – i.e. that electricity generated by a RES installation connected to a consumer through a direct line cannot be fed into the grid via the installations of that consumer. This means that in situations where an isolated consumer has no demand for electricity and the RES installation is ready to produce this electricity (suitable conditions, e.g. wind or solar, occur), it will not be allowed to do so. This is an important factor to take into account in the financial model.

5.1.1. Entry into the register

The main change to the regulations is that the need to obtain the approval of the President of the Energy Regulatory Office (by means of an

zastąpiona obowiązkiem dokonania zgłoszenia do wykazu linii bezpośrednich. Prezes URE będzie miał możliwość odmowy dokonania wpisu do wykazu jedynie w sytuacjach określonych w przepisach – w szczególności w przypadku nieuzupełnienia braków zgłoszenia, wadliwości ekspertyzy w przedmiocie wpływu na system elektroenergetyczny, czy stwierdzenia przez Prezesa URE negatywnego wpływu linii bezpośredniej na system elektroenergetyczny.

Podstawowa bariera regulacyjna uniemożliwiająca dotychczas budowę linii bezpośredniej (Prezes URE co do zasady nie wyrażał zgody na budowę linii bezpośredniej) została zatem wyeliminowana.

5.1.2. Opłaty za korzystanie z linii bezpośredniej

W przypadku cPPA opartych na linii bezpośredniej istotne przełożenie na cenę energii elektrycznej będą miały opłaty, które będzie musiał ponosić wydzielony odbiorca (przyłączony do sieci elektroenergetycznej).

Z wolumenem energii elektrycznej dostarczonej linią bezpośrednią, będzie wiązała się konieczność uiszczenia do operatora (sieci, do której ten odbiorca jest przyłączony) następujących opłat:

1. opłaty solidarnościowej odpowiadającej udziałowi w kosztach stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części niepokrytej innymi składnikami taryfy,
2. opłaty na pokrycie kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej.

Sposób ustalania ww. opłat ma zostać określony w tzw. rozporządzeniu taryfowym, a do czasu przyjęcia przepisów wykonawczych zastosowanie znajdą przepisy przejściowe, wedle których wysokość opłat stanowi suma iloczynów ilości energii elektrycznej dostarczonej za pośrednictwem linii bezpośredniej i:

1. połowy wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej w przypadku przyłączenia

administrative decision) for the construction of a direct line has been replaced by the obligation to submit a notification to the register (list) of direct lines. The registration may be refused only in situations specified in the regulations – in particular, in the case of incomplete notification, defects in the expert report on the impact on the electricity system, or the President of the Energy Regulatory Office finding that the direct line has a negative impact on the electricity system.

The basic regulatory barrier preventing the construction of a direct line so far (the President of the Energy Regulatory Office, did not give his consent to the construction of a direct line) has therefore been eliminated.

5.1.2. Charges for the use of the direct line

In the case of direct line-based cPPAs, the charges that the isolated consumer (connected to the electricity grid) will have a significant impact on the price of electricity.

The volume of electricity supplied through a direct line will incur the following charges to the operator (of the grid to which this consumer is connected to):

1. a solidarity levy corresponding to the share of fixed costs for the transmission or distribution of electricity not covered by other components of the tariff,
2. charges to cover the costs of maintaining electricity system quality standards and the reliability of the electricity supply.

The method of determining the above fees is to be set out in a so-called tariff regulation, and until the adoption of implementing regulations, transitional provisions will apply, according to which the fees are the sum of the product of the volume of electricity supplied through a direct line and:

1. half of the amount of the variable component of the grid rate in the case of connection to

do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, oraz

2. stawki opłaty na pokrycie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub przesyłowej elektroenergetycznej

– o których mowa rozporządzeniu taryfowym, przewidzianych w taryfie danego operatora systemu elektroenergetycznego, dedykowanych dla grupy taryfowej, do której zalicza się wydzielony odbiorca

oraz

3. Opłata mocowa - Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 2131)

5.1.3. Linia bezpośrednia z udziałem podmiotu posiadającego koncesję na obrót

Nowelizacja przewiduje także bardziej skomplikowany model linii bezpośredniej dopuszczający możliwość wprowadzania do sieci energii elektrycznej z jednostki wytwórczej połączonej linią bezpośrednią z przedsiębiorstwem posiadającym koncesję na obrót energią elektryczną w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących ich jednostkami podporządkowanymi lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw.

Wydaje się, że model ten jest dedykowany wielkoskalowym podmiotom przemysłowym posiadającym własne sieci elektroenergetyczne w ramach własnych zakładów.

5.2. Regulacja szczególna związana z ograniczeniem wysokości cen energii elektrycznej

W odpowiedzi na kryzys energetyczny i wzrost cen energii elektrycznej, pod koniec 2022 r. weszła w życie ustawa z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu

the electricity distribution grid, and

2. the rate of the charge to cover the costs of maintaining the systemic quality standards and reliability of the electricity supply when connected to the electricity distribution or transmission grid

– referred to in the tariff regulation, provided for in the tariff of the relevant electricity system operator, dedicated to the tariff group to which the isolated consumer belongs.

and

3. Power fee - Act of December 8, 2017 on the capacity market (consolidated text: Journal of Laws of 2023, item 2131)

5.1.3. Direct line with participation of an entity holding the electricity trading license

The amendment also provides for a more complicated direct line model allowing to feed into the grid the electricity from a generating unit connected by a direct line with the electricity trading company, in order to supply the electricity to their own facilities, including equipment or installations, and/or to entities that are their subordinate units or to consumer connected to the grid, equipment or installations of these utilities.

This model appears to be dedicated to large-scale industrial companies with their own electricity grids within their own facilities.

5.2. Special regulation related to the cap on electricity prices

In response to the energy crisis and the increase in electricity prices, the Act of 27 October 2022 on emergency measures to limit electricity price levels and support certain consumers in 2023¹³ (hereinafter: "**Emergency Measures Act**") entered

13 Journal of Laws of 2022 item 2243, as amended.

niektórych odbiorców w 2023 roku¹³ (dalej jako: „**Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych**”). Ustawa ta została przyjęta w celu stosowania rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii¹⁴, i ma ona obowiązywać w odniesieniu do okresu od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r.

Z perspektywy wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE, regulacja ta zmierza do ograniczenia zysków związanych ze sprzedażą energii elektrycznej, uznanych przez ustawodawcę za niewspółmierne. W tym zakresie Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych istotnie wpływa na umowy cPPA. Wytwórcy zostali bowiem zobowiązani do dokonywania tzw. odpisów na Fundusz, a więc obliczania i przekazywania kwoty, stanowiącej nadwyżkę osiągniętej ceny rynkowej energii elektrycznej, w stosunku do tzw. limitu ceny. Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny to państwowy fundusz celowy, którego dysponentem jest minister właściwy ds. energii, a zarządzanie nim powierzone jest Zarządcy Rozliczeń S.A.

Limit ceny dla instalacji OZE niekorzystających z aukcyjnego systemu wsparcia (a z reguły to takie instalacje są objęte cPPA), wynosi obecnie:

- ➔ Wiatr < 1 MW – 390 PLN/MWh,
- ➔ Wiatr ≥ 1 MW – 345 PLN/MWh,
- ➔ PV < 1 MW – 425 PLN/MWh,
- ➔ PV ≥ 1 MW – 405 PLN/MWh.

Dodatkowo, w świetle ostatnich zmian do Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych wytwórcy są zobowiązani do przekazywania w ramach odpisów na Fundusz 97% przychodów z tytułu: (i) sprzedaży gwarancji pochodzenia, (ii) innych umów związanych ze sprzedażą energii elektrycznej (w tym obejmujących instrumenty finansowe) oraz (iii) wynikających z dodatkowych rozliczeń pieniężnych zależnych od ilości lub wartości sprzedanej energii elektrycznej. Oznacza to, że bez względu na cenę energii elektrycznej, jaką osiąga dany wytwórca (tj. nawet w przypadku, jeśli cena energii

into force at the end of 2022. This Act was adopted in order to implement Council Regulation (EU) 2022/1854 of 6 October 2022 on emergency intervention to address high energy prices¹⁴, and applies for the period from 1 December 2022 to 31 December 2023.

From the perspective of generators of electricity from RES installations, these provisions seek to limit the profits from the sale of electricity, considered by the legislator to be disproportionate. In this respect, the Emergency Measures Act significantly affects cPPAs. This is because generators have been obliged to make so-called deductions to the Fund, i.e. to calculate and transfer an amount representing the excess over the achieved market price of electricity over the so-called price cap. The Price Difference Payment Fund is a state special purpose fund at the disposal of the minister responsible for energy, and its management is entrusted to the Settlement Operator.

The price cap for RES installations that do not benefit from the auction support system (and these are generally installations covered by the cPPAs), is currently:

- ➔ Wind < 1 MW - 390 PLN/MWh,
- ➔ Wind ≥ 1 MW - 345 PLN/MWh,
- ➔ PV < 1 MW - 425 PLN/MWh,
- ➔ PV ≥ 1 MW - 405 PLN/MWh.

In addition, in light of the recent amendments to the Emergency Measures Act, generators are required to contribute 97% of revenues from: (i) the sale of guarantees of origin, (ii) other contracts related to the sale of electricity (including those involving financial instruments) and (iii) resulting from additional financial settlements depending on the volume and/or value of electricity sold. This means that irrespective of the price of electricity a generator achieves (i.e. even if the price of

¹³ Dz. U. 2022, poz. 2243 ze zm.

¹⁴ Dz. U. UE. L. z 2022 r. str. 261.

¹⁴ OJ. EU. L. of 2022 p. 261.

elektrycznej jest poniżej limitu ceny), wytwórca jest zobligowany do rozliczenia 97% przychodów z tytułu sprzedaży gwarancji pochodzenia, bądź innych rozliczeń pieniężnych.

Reżim cenowy ustanowiony Ustawą o Środkach Nadzwyczajnych obejmuje umowy cPPA zawierane przez wytwórcę zarówno z odbiorcą końcowym, jak i umowy PPA zawierane ze spółką obrotu. Przy czym za umowy sprzedaży energii elektrycznej uznaje wyłącznie umowy na fizyczną sprzedaż energii. W konsekwencji, Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych nie reguluje wprost sytuacji wytwórców związanych umowami typu vPPA. Dla wytwórcy, który zawarł umowę vPPA może to rodzić ryzyko podwójnej ekspozycji na obowiązek dokonywania rozliczeń finansowych. Po pierwsze – z tytułu zawartej umowy vPPA z odbiorcą (jeśli w danym okresie rozliczeniowym wartość instrumentu bazowego, przewyższa cenę wskazaną w vPPA). Po drugie – z tytułu odpisów na Fundusz liczonych w stosunku do ceny rynkowej energii elektrycznej fizycznie sprzedanej przez tego wytwórcę (np. na podstawie fizycznej umowy PPA).

Jednocześnie, z uwagi na opisaną wyżej nowelizację Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, 97% przychodów z tytułu umów vPPA osiąganych przez wytwórcę (przychodem takim będzie kwota wypłacana wytwórcy przez drugą stronę umowy vPPA w wyniku rozliczenia salda w danym okresie rozliczeniowym, tj. jeśli cena z umowy vPPA będzie niższa niż wartość określonego w tej umowie instrumentu bazowego), będzie podlegało odpisowi na Fundusz.

W braku jasnych regulacji reżimu cenowego, pewnym rozwiązaniem dla wytwórców związanych umowami vPPA może być szczególna regulacja przewidziana w rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 r. ws. Sposobu obliczenia limitu ceny¹⁵. Rozporządzenie stanowi bowiem, że w odniesieniu do wolumenu energii elektrycznej objętego umową sprzedaży energii elektrycznej obejmującą instrumenty finansowe zabezpiecza-

15 Dz. U. 2022, poz. 2284 ze zm.

electricity is below the price cap), the generator is obliged to transfer to the Fund 97% of the revenues from the sale of guarantees of origin or other financial settlements.

The price cap regime established by the Emergency Measures Act covers cPPAs concluded by a generator with both a final consumer and PPAs concluded with a trading utility. In doing so, it considers only contracts for the physical sale of electricity as contracts for the sale of electricity. Consequently, the Emergency Measures Act does not explicitly regulate the situation of generators bound by vPPAs. For a generator that has entered into a vPPA, this may give rise to the risk of double exposure to financial settlement obligations. Firstly, by virtue of the vPPA with the final consumer (if, in a given settlement period, the value of the base instrument, exceeds the price indicated in the vPPA). Secondly, by virtue of deductions to the Fund calculated in relation to the market price of the electricity physically sold by that generator (e.g. under a physical PPA).

At the same time, due to the amendment to the Emergency Measures Act described above, 97% of the vPPA revenues earned by the generator (such revenue will be the amount paid to the generator by the final consumer to the vPPA as a result of the settlement in a given settlement period, i.e. if the vPPA price is lower than the value of the base instrument specified in the vPPA), will be subject to a deduction to the Fund.

In the absence of clear provisions of the price cap regime, rules provided for in the ordinance of the Council of Ministers of 8 November 2022 on the method of calculating the price cap¹⁵ may be a certain solution for generators bound by vPPAs. The ordinance stipulates that, with regard to the volume of electricity covered by an electricity sales contract including financial instruments hedging the generator's revenues and the final consumer

15 Dz. U. 2022, item 2284 as amended.

jące przychody wytwórcy oraz koszty zakupu odbiorcy końcowego, przed wahaniami cen energii elektrycznej na hurtowym rynku, zawartą między tym wytwórcą, a odbiorcą końcowym, limit ceny powiększa się o średnią wysokość roszczenia należnego temu odbiorcy końcowemu z tytułu tej umowy sprzedaży energii elektrycznej.

6. Przepisy UE w zakresie cPPA

Projekt Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/943 i (UE) 2019/942 oraz dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii (dalej: „rozporządzenie EMD” – Electricity Market Design) oraz Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii, są odpowiedzią Unii Europejskiej na znaczny wzrost cen energii elektrycznej w latach 2021-2022, którego bezpośrednią przyczyną była napaść Federacji Rosyjskiej na Ukrainę oraz stosowanie przez agresora, energii jako narzędzia szantażu względem Państw Członkowskich UE (dalej: „PCz”). Przepisy zawarte w obu ww. dokumentach odnoszą się do kształtu i postanowień umownych kontraktów cPPA.

6.1. Reforma “New electricity market design”

Projekt rozporządzenia EMD zakłada kontynuację działań prowadzących do osiągnięcia celów związanych z dekarbonizacją oraz realizację założeń polityki klimatycznej UE. Ponadto, biorąc pod uwagę ryzyko wystąpienia kolejnych wzrostów cen energii elektrycznej, KE wskazuje na konieczność wprowadzenia nowych regulacji w celu implementacji mechanizmów chroniących konsumentów przed takimi zjawiskami. Rozporządzenie EMD zakłada zwiększenie stabilności i przewidywalność kosztów energii oraz wzrost liczby inwestycji w wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.

KE pozytywnie ocenia funkcjonowanie rynków krótkoterminowych oraz podkreśla konieczność

purchase costs, against fluctuations in electricity prices on the wholesale market, concluded between that generator and the final consumer, the price cap shall be increased by the average amount due to that final consumer under that electricity sales contract.

6. EU provisions on cPPA

The proposal for the Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design (hereinafter: “EMD Regulation” – Electricity Market Design) and Council Regulation (EU) 2022/1854 of 6 October 2022 on emergency intervention to address the problem of high energy prices are a response of the European Union to the significant increase in electricity prices in the period of 2021-2022 caused by the attack of the Russian Federation on Ukraine and the use of energy by the aggressor as a tool of making pressure over EU Member States (hereinafter: “MS”). The provisions contained in both of the above-mentioned documents refer to the shape and contractual provisions of cPPA contracts.

6.1. “New electricity market design” reform

The proposal for EMD regulation assumes continuation of activities aimed at achieving decarbonization goals and the implementation of the EU assumptions related to climate policy. Moreover, taking into account the risk of further increases in electricity prices, the EC indicates the need to introduce new regulations to implement mechanisms protecting consumers against such extraordinary events. The EMD regulation assumes increased stability and predictability of energy costs and bigger number of investments in energy production from renewable sources.

The EC positively assesses the functioning of short-term markets and emphasizes that it is

poprawy funkcjonowania rynków o charakterze długoterminowym poprzez wykorzystanie odpowiednich instrumentów. Długoterminowe sygnały cenowe takie jak umowy zakupu energii elektrycznej (PPA) i dwukierunkowe kontrakty różnicowe mają stabilizować ceny energii elektrycznej na rynkach krótkoterminowych, co ma chronić odbiorców przed nagłymi wahaniami i wzrostem cen energii.

KE podkreśla ponadto, że proponowane regulacje mają na celu wyposażenie PCz w instrumenty umożliwiające stworzenie bardziej korzystnych warunków dla rozwoju rynków umów zakupu energii elektrycznej, a tym samym zwiększenie liczby zawieranych umów oraz dopuszczenie do tego rynku mniejszych podmiotów, które dotychczas napotykały w tym zakresie bariery.

Projekt rozporządzenia EMD przewiduje dodanie do *rozporządzenia (UE) 2019/943*¹⁶, rozdziału IIIa „Szczególne zachęty inwestycyjne służące osiągnięciu celów Unii w zakresie dekarbonizacji”, który zawiera art. 19a stanowiący o umowach na zakup energii elektrycznej oraz art. 19b określający systemy bezpośredniego wsparcia cen dla nowych inwestycji w wytwarzanie.

6.1.1. Umowy zakupu energii elektrycznej

Projekt rozporządzenia EMD wprowadza definicję umowy zakupu energii elektrycznej lub też PPA stanowiąc, że to dwustronna umowa, na mocy której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup energii elektrycznej od wytwórcy energii elektrycznej na zasadach rynkowych. Przytoczona definicja nie odnosi się wprost do zakupu energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii jednak KE wyraźnie wskazuje, że długoterminowe umowy prywatne tego typu są zwykle zawierane między konsumentami, a wytwórcami energii ze źródeł odnawialnych lub niskoemisyjnych.

16 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

necessary to adequately secure their proper functioning by using the long-term instruments. Long-term price signals such as power purchase agreements (hereinafter: PPAs) and two-way contracts for difference are intended to stabilize electricity prices in short-term markets to protect consumers from sudden fluctuations and increases in energy prices.

The EC also emphasizes that the proposed regulations aim at equipping MS with instruments enabling the creation of more favorable conditions for the development of markets for PPAs, and thus increasing the number of contracts concluded and allowing smaller entities that have so far faced barriers in this field, to entry the PPAs market.

The proposal for EMD regulation includes the amendment to *regulation (UE) 2019/943*¹⁶- Chapter IIIa “Specific investment incentives to achieve the Union’s decarbonization objectives”, which contains Article 19a on power purchase agreements and Art. 19b defining direct price support systems for new investments in generation.

6.1.1. Power purchase agreements

The proposal for EMD regulation introduces the definition of a power purchase agreement or PPA, stating that it is a bilateral agreement under which a natural or legal person agrees to purchase electricity from an electricity producer on market basis. The above-mentioned definition does not directly refer to the purchase of electricity generated from renewable energy sources, but the EC clearly indicates that long-term private contracts of this type are usually concluded between consumers and producers of energy from renewable or low-emission sources.

16 Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.

Projekt rozporządzenia EMD nakłada na PCz obowiązek stworzenia środowiska regulacyjnego ułatwiającego zawieranie umów PPA dotyczących energii odnawialnej, gdyż ten typ umów został wskazany przez KE, jako instrument służący realizacji celów związanych z dekarbonizacją zawartych w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, które zostały określone w art. 4 lit. a) *rozporządzenia (UE) 2018/1999*¹⁷. W związku z tym PCz powinny uwzględnić rozwój rynków PPA przy określaniu strategii zawartych w ww. zintegrowanych planach krajowych z zastrzeżeniem, że reformy w tym zakresie nie mogą naruszać zasady konkurencyjności oraz zaburzać funkcjonowania rynków energii elektrycznej a także wpływać na ich płynność.

W analizowanym projekcie rozporządzenia EMD, KE zdecydowała się również na wprowadzenie obligatoryjnych elementów, jakie powinny być zawarte w treści umowy PPA, takich jak określenie obszaru rynkowego dostawy oraz doprecyzowanie kwestii związanych z odpowiedzialnością za zabezpieczenie międzyobszarowych praw przesyłowych w przypadku zmiany obszaru rynkowego zgodnie z art. 14 *rozporządzenia (UE) 2019/943*. Ponadto tekst umowy PPA ma zawierać warunki, na jakich odbiorcy i wytwórcy mogą od niej odstąpić, takie jak opłata za odstąpienie od umowy oraz długość okresu wypowiedzenia zgodnego z unijnym prawem konkurencji.

6.1.2. System gwarancji po cenach rynkowych

Przepisy projektu rozporządzenia EMD nakładają na PCz obowiązek ułatwiania zawierania umów PPA, przy zachowaniu zasady konkurencyjności i respektowania unijnego zakazu dyskryminacji. Jako jedno z rozwiązań w tym zakresie KE proponuje wprowadzenie względem określonej kategorii odbiorców, wykluczając przy tym odbiorców energii wytwarzanej z paliw kopalnych, systemu gwarancji po cenach rynkowych w przypadku

The proposal for EMD regulation obliges MS to create a regulatory environment facilitating the conclusion of renewable energy PPAs. This type of agreements has been indicated by the EC as an instrument for achieving the goals related to de-carbonization specified in the integrated national energy and climate plans set out in Article 4(a) of *Regulation (EU) 2018/1999*¹⁷. MS should take into account the development of PPAs market while shaping the policy included in the above-mentioned integrated national plans. MS should also guarantee that reforms in this field will not violate the principle of competitiveness and will not interfere the functioning of electricity markets or affect their liquidity.

In the analyzed proposal for EMD regulation, the EC also decided to introduce mandatory elements that should be included in the content of the PPA, such as defining the market area of the supply and specifying more precisely issues related to liability for securing cross-area transmission rights in the event of a change of the bidding zone in accordance with Art. 14 of *Regulation (EU) 2019/943*. In addition, the contractual provisions of the PPA should include the conditions giving the consumers and producers right to exit the contract, such as exit fees and the notice period in accordance with EU competition law.

6.1.2. Guarantee schemes at market prices

The provisions of the proposal for EMD regulation oblige MS to facilitate the conclusion of PPAs and also require MS to secure the principle of competition and the EU non-discrimination policy. As one of the solutions in this respect, the EC proposes implementation a guarantee system at market prices in the case of concluded PPA agreements for a specific category of off-takers, excluding off-takers of electricity produced from

17 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.

17 Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council

zawartych umów PPA. Takie gwarancje stanowią formę zabezpieczenia nowych inwestycji w odnawialne źródła energii, których finansowanie bazuje na zawartych umowach PPA. Proponowany system zwiększałby bankowalność takich projektów, a tym samym wpłynął na wzrost nowych inwestycji w OZE poprzez zwiększenie liczby udzielanych kredytów bankowych na realizację takich inwestycji. KE wskazuje przy tym na konieczność uwzględnienia przez PCz instrumentów finansowych wykorzystywanych przez Europejski Bank Inwestycyjny.

KE podkreśla, że nawet jeśli umowy PPA mogą skutkować stabilizacją cen energii to aktualnie w większości PCz, ze względu na ryzyko kredytowe, są dostępne tylko dla odbiorców z odpowiednim standingiem. Umowy PPA są to co do zasady umowy długoterminowe zawierane nawet na okres 10-15 lat. W związku z tym powszechnym zjawiskiem jest, że wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych preferują zawieranie umów PPA z podmiotami o wysokim ratingu, ze względu na obawę przed możliwym brakiem zdolności finansowej na zakup energii elektrycznej przez cały okres trwania umowy ze strony podmiotów o niskim ratingu lub podmiotów bez określonego ratingu. Tym samym rynki PPA funkcjonują tylko w niektórych PCz, a mniejsze podmioty nie mają możliwości by z nich skorzystać i skutecznie zawierać długoterminowe umowy PPA.

Przepisy projektu rozporządzenia EMD stanowią, że PCz powinny zagwarantować możliwość skorzystania z systemu gwarancji po cenach rynkowych podmiotom, które napotykają bariery wejścia na rynek PPA i nie znajdują się w trudnej sytuacji finansowej zgodnie z art. 107 i 108 *Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej*¹⁸.

KE zastrzega, że stosowane przez PCz instrumenty mające na celu ułatwienie zawierania umów PPA nie powinny faworyzować jednych podmiotów kosztem innych. Ponadto KE podkreśla, że PCz

fossil fuels. These guarantees would be dedicated to new investments in renewable energy sources and the financing of these RES projects may be based on concluded PPA agreements. The proposed system would increase the bankability of such investments. The mechanism would also accelerate the growth of new RES installations by increasing the number of allocated bank credits. The EC also points out the need of MS to take into account the financial instruments used by the European Investment Bank in matter of supportive measures in the PPAs sector.

The EC emphasizes that, even if PPA agreements may result in stabilization of energy prices, due to credit risk, in the most of European markets they are available only to large companies. PPAs are generally long-term agreements concluded for a period of up to 10-15 years. Therefore, it is a common practice that renewable electricity producers prefer to enter into PPAs with high rating entities due to the fear of a possible lack of financial capacity of low rating entities or entities without any rating to purchase electricity throughout the whole duration of the contract. Therefore, PPAs markets is developed only in some MS. Smaller entities do not have the opportunity to take advantage of them and effectively conclude long-term PPA agreements.

The provisions of the proposal for EMD regulation state that MS should guarantee the possibility of using the guarantee system at market prices to entities facing entry barriers to the PPA market and not being in a difficult financial situation in accordance with Article 107 and 108 of the *Treaty on the Functioning of the European Union*¹⁸.

The EC stipulates that the instruments used by MS aiming at facilitating the conclusion of PPA agreements, should not favor only one group of entities. Moreover, the EC emphasizes that MS should ensure that support systems do not reduce

18 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana 2012 - Dz. Urz. U.E. z dnia 26 października 2012 r. Nr C 326/47

18 Treaty on the Functioning of the European Union (consolidated version 2012 - OJ of 26 October 2012, No. C 326/47

powinny zagwarantować by systemy wsparcia nie powodował obniżenia płynności na rynkach energii oraz nie wspierał działań związanych z zakupem energii wytwarzanych z paliw kopalnych.

Projekt rozporządzenia EMD zakłada także, że rozwój rynków PPA może być przyspieszony poprzez stosowanie przez PCz zachęt funkcjonujących w ramach systemu pomocy publicznej. Kryterium wejściowym do wzięcia udziału w przetargu na pomoc publiczną w celu realizacji inwestycji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE byłaby konieczność rezerwowania części wytworzonej energii na sprzedaż w drodze PPA lub innych rozwiązań rynkowych. Oprócz tego w ramach przetargów na przyznanie pomocy publicznej powinno się wprowadzić kryteria dające pierwszeństwo podmiotom, które mają podpisaną umowę PPA lub zobowiążą się do podpisania umowy PPA w zakresie części wolumenu energii elektrycznej wytworzonej w ramach projektu z jednym lub kilkoma potencjalnymi nabywcami, którzy napotykają bariery wejścia na rynek PPA. Zastosowanie powyższych mechanizmów miałoby na celu aktywizację podmiotów, które dotychczas funkcjonowały na rynku PPA w ograniczonym zakresie, ale także ułatwić dostęp do tego rynku podmiotom, które dotychczas napotykały w tym zakresie bariery.

6.1.3. Systemy bezpośredniego wsparcia cen dla nowych inwestycji w wytwarzanie

Przepisy projektu rozporządzenia EMD dają PCz możliwość implementowania systemów bezpośredniego wsparcia cen w przypadku realizacji nowych inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, z zastrzeżeniem, że takie systemy powinny przyjąć formę dwukierunkowego kontraktu różnicowego. KE podkreśla, że proponowany mechanizm pozwoli uniezależnić dochody wytwórców energii z odnawialnych źródeł korzystających ze wsparcia publicznego od niestabilnych cen wytwarzania energii z paliw kopalnych, które kształtują wysokość cen energii na rynku dnia następnego.

liquidity on electricity markets and do not support activities related to the purchase of electricity produced from fossil fuels.

The proposal for EMD regulation assumes that the development of PPA markets can be accelerated by MS's use of incentives existing within the state aid system. The entry criteria for participating in a state aid tender for the implementation of investments in the production of electricity from renewable energy sources, would be related to the need of reserving a specific share of the generation for sale through a PPA or other market solutions. In addition, public support tenders should introduce criteria giving priority to entities that have already signed a PPA or undertake to sign a PPA for the amount of the electricity volume generated as part of a RES project, with one or more potential buyers who faces entry barriers to the PPAs market. The application of the above-mentioned mechanisms would aim to increase the activity of entities that have previously operated on the PPA market to a limited extent. Moreover proposed tools would facilitate access to this market for entities that have so far faced barriers in this field.

6.1.3. Direct price support scheme for new investments in generation

The provisions of the proposal for EMD regulation provide MS with the possibility of implementing direct price support systems in the case of new investments in the production of electricity from renewable energy sources. The support systems should take the form of a two-way contract for difference. The EC emphasizes that the proposed mechanism will make the income of RES producers using public support, more independent from the unstable prices of electricity generated from fossil fuels determining the level of electricity prices on the day-ahead wholesale market.

KE wskazuje, że głównym założeniem dwukierunkowego kontraktu różnicowego jest, aby dochody uzyskiwane w przypadku, gdy cena rynkowa energii elektrycznej jest wyższa od ceny jej wytworzenia były rozdzielane między wszystkich końcowych odbiorców energii elektrycznej na podstawie ich udziału w zużyciu. Taki mechanizm miałby pozwolić na redystrybucję dochodów od wytwórców między wszystkich końcowych odbiorców energii elektrycznej, w tym gospodarstwa domowe, MŚP i odbiorców przemysłowych, w oparciu o ich rzeczywiste zużycie. Jednocześnie KE wskazuje, że implementowane mechanizmy, bez względu na ich formę, nie powinny zaburzać prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej. KE daje swobodę PCz w zakresie wyboru odpowiednich instrumentów, z zastrzeżeniem, że nie powinny one niwelować wpływu zachęt stosowanych względem wytwórców, czyli zaprzestania wytwarzania energii, gdy cena jest niższa od kosztów operacyjnych oraz względem odbiorców, czyli zmniejszenia zużycia w okresie wysokich cen energii elektrycznej.

W Polsce model kontraktów różnicowych jest obecnie stosowany względem rozliczeń podmiotów, które wygrały aukcje w ramach systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. W ramach kontraktów różnicowych wytwórca otrzyma dopłatę od państwa w przypadku, gdy cena rynkowa energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii określana na podstawie indeksu TgeBase będzie niższa od ceny zakontraktowanej. Taki kontrakt rządowy stanowi powszechnie akceptowalne przez banki zabezpieczenie kredytów inwestycyjnych.

Przepisy projektu rozporządzenia EMD stanowią, że system bezpośredniego wsparcia cen będzie miał zastosowanie tylko wobec nowych inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej z dedykowanych źródeł: energia wiatrowa, energia słoneczna, energia geotermalna, energia wodna z elektrowni bez zbiorników, energia jądrowa. KE zdecydowała, że w przypadku przeznaczania pomocy publicznej na takie projekty planowane inwestycje w określone źródła energii muszą realizować cele UE w zakresie dekarbonizacji, a tym samym mieć charakter niskoemisyjny i nie wykorzystywać paliw kopalnych.

The EC indicates that the main assumption of the two-way contract for difference is to distribute among all final consumer of electricity basing on their share in consumption, the incomes obtained by RES generator in periods when the market price of electricity is higher than its production price. Such a mechanism would allow the redistribution of revenues from generators to all final electricity consumers, including households, SMEs and industrial customers, based on their actual consumption. At the same time, the EC indicates that the implemented mechanisms, regardless of their form, should not interfere the proper functioning of the electricity market. The EC gives MS option to choose the most appropriate instruments, provided that these mechanisms should not eliminate the positive impact of incentives applicable to producers, i.e. cessation of energy production when the price is lower than operating costs and reducing consumption by consumers in periods of high electricity prices.

In Poland, the contract for difference model is currently used for settlements of entities that have won auctions under the support system for renewable energy sources. Under contracts for difference, the producer will receive a subsidy from the state, if the market price of electricity on the Polish Power Exchange, determined on the basis of the TgeBase index, is lower than the contracted price. Such a governmental contract is commonly accepted by banks as guarantee for investment credits.

The provisions of the proposal for EMD regulation state that the direct price support system will be applicable only to new investments in the production of electricity from dedicated sources: wind energy, solar energy, geothermal energy, hydro-power from tankless power plants, nuclear energy. The EC decided that in the case of allocating state aid for such projects, planned investments in dedicated energy sources installations cannot be empowered with fossil fuels and should meet the EU's decarbonization goals, be low-emission generation.

Jednocześnie KE postanowiła doprecyzować jakie typy inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej z dedykowanych źródeł odnawialnych można uznać za nowe inwestycje. W myśl analizowanych przepisów za nową inwestycję w wytwarzanie energii można uznać inwestycje w nowe jednostki wytwarzania energii, inwestycje mające na celu rozbudowę źródła energii istniejących jednostek wytwarzania energii oraz inwestycje mające na celu rozbudowę istniejących jednostek wytwarzania energii lub przedłużenie ich okresu eksploatacji.

6.1.4. Podsumowanie i wnioski

Proponowane przez KE regulacje mają na celu zachęcenie przedsiębiorców do zawierania kontraktów długoterminowych w postaci umów zakupu energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych oraz dwukierunkowych kontraktów różnicowych w celu realizacji nowych inwestycji w wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł. Proponowane instrumenty mają znacząco przyczynić się do zwiększenia możliwości realizacji unijnych celów związanych z dekarbonizacją oraz zabezpieczyć konsumentów przed wysokimi cenami energii.

Kolejnym z głównych celów reformy New Electricity Market Design jest otwarcie rynku umów cPPA dla mniejszych podmiotów gospodarczych, które dotychczas napotykały bariery w tym zakresie. W tym przypadku KE chce uczynić z umów cPPA instrument powszechnie dostępny, który nie jest dedykowany tylko dla dużych odbiorców korporacyjnych. Przyjęcie takich rozwiązań może przyczynić się do znacznego wzrostu liczby umów cPPA, w których stroną będą mniejsze przedsiębiorstwa. Takie działania przyspieszą rozwój polskiego rynku kontraktów cPPA, a także usprawnią jego funkcjonowanie. Planowana reforma stwarza także możliwość zwiększenia aktywności polskich firm w sektorze cPPA oraz ich zapotrzebowania na kontraktowanie zielonej energii co w rezultacie może przyczynić się do wzrostu ilości aktywów wytwórczych OZE w Polsce.

Jednocześnie KE pozostawia PCz swobodę w zakresie wyboru najbardziej odpowiedniego

At the same time, the EC decided to clarify what types of investments in the production of electricity from dedicated renewable sources can be considered new investments. The analyzed regulations will be applicable to: investments in new power-generating facilities, investments aimed at repowering existing power-generating facilities, investments aimed at extending existing power-generating facilities or at prolonging their lifetime.

6.1.4. Summary and conclusions

The regulations proposed by the EC aim to encourage entrepreneurs to conclude long-term contracts in the form of power purchase agreement for electricity produced from renewable sources and two-way contracts for difference in order to carry out new investments in the production of electricity from renewable sources. The proposed instruments are intended to significantly contribute to increasement of the ability to achieve EU decarbonization goals and protect consumers against high electricity prices.

Another of the main goals of the New Electricity Market Design reform is to open the PPAs market for smaller entities that have so far faced entry barriers in this area. In this case, the EC wants to make PPA agreements a widely available instrument that is not dedicated only to large corporate energy off-takers. The implementation of such solutions may contribute to a significant increase in the number of PPAs for parties being smaller enterprises. Such initiatives will accelerate the development of the Polish PPAs contract market and improve its functioning. The planned reform also creates the opportunity to increase the activity of Polish companies in the PPAs sector and satisfy their demand for green energy contracting, which may ultimately contribute to an increase in the number of renewable energy generation assets in Poland.

At the same time, the EC let the MS to choose the most appropriate instrument that would allow

instrumentu, który pozwoliłby na realizację założeń polityki klimatycznej UE. PCz powinny implementować proponowane mechanizmy na zasadach przewidzianych w projekcie rozporządzenia EMD, ale również dbać o przestrzeganie zasady konkurencyjności. KE podkreśla, że stosowanie dwukierunkowych kontraktów różnicowych w stosunku do nowych technologii nie powinno być obligatoryjne. PCz ma prawo określić, które rodzaje systemów bezpośredniego wsparcia cen mogłyby w większym zakresie zachęcić do inwestycji w te technologie. Ponadto, żaden z instrumentów nie powinien być faworyzowany względem innych oraz stanowić rozwiązania narzucanego przez PCz uczestnikom rynku.

KE wskazuje, że umowy PPA oraz dwukierunkowe kontrakty różnicowe uzupełniają się pod kątem zwiększania możliwości realizowania celów związanych z polityką klimatyczną oraz energetyczną UE. Co więcej, nie ma przeciwwskazań względem łączenia umów PPA oraz dwukierunkowych kontraktów różnicowych w ramach funkcjonowania jednego rynku energii elektrycznej. Jednocześnie proponowane regulacje wskazują, że systemy wsparcia nie powinny hamować rozwoju rynków PPA co może wskazywać, na fakt, że umowy PPA są de facto bardziej preferowanym instrumentem niż systemy wsparcia wiążące się z korzystaniem z pomocy publicznej.

Wyzwaniem dla funkcjonowania rynków energii elektrycznej w PCz może być zdolność do zachowania ich płynności. Z jednej strony KE podkreśla, że systemy wsparcia dla umów PPA nie mogą mieć negatywnego wpływu na płynność rynków energii, a z drugiej strony wskazuje, że remedium dla tego ryzyka może być zawieranie finansowych PPA.

6.2. Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 o środkach nadzwyczajnych

Kryzys energetyczny wywołany rosyjską agresją na Ukrainę spowodował ogromne podwyżki cen energii elektrycznej oraz nośników energii, a także istotne problemy podaży surowców energetycznych. Początki kryzysu sięgają de facto lipca/sierpnia 2021 r., kiedy zaczęły się rosyjskie działania

to achieve EU's climate policy goals. MS should implement the proposed mechanisms on the terms specified in the proposal for EMD regulation. However, the MS should also ensure compliance of implemented tools with the principles of competitiveness. The EC emphasizes that the use of two-way contracts for difference in relation to new technologies should not be obligatory. MS has the right to determine, which types of direct price support systems could better attract investment in these technologies. Moreover, none of the instruments should be favored over others and cannot be treated as the only solution imposed by MS on market participants.

The EC indicates that PPAs and two-way contracts for difference complement each other in terms of increasing the possibilities of achieving goals related to the EU's climate and energy policy. Moreover, there are no contraindications to combine PPAs and two-way contracts for difference within framework of one electricity market. At the same time, the proposed regulations indicate that support systems should not inhibit the development of PPAs markets, which may indicate that PPA agreements are more preferred instruments than support systems based on state aid.

A challenge for the functioning of electricity markets in the MS may be the ability to keep market liquidity on appropriate level. On the one hand, the EC emphasizes that support systems for PPA agreements cannot have a negative impact on the liquidity of electricity markets and on the other hand, the EC indicates that concluding financial PPAs may be a remedy for this risk.

6.2. Council Regulation (EU) 2022/1854 on emergency measures

The energy crisis caused by Russian aggression against Ukraine has resulted in huge increases in the prices of electricity and its carriers. Moreover, the MS have faced significant problems in the supply of energy raw materials. The reasons of

destabilizujące europejski rynek energii elektrycznej oraz rynek surowcowy, w tym gazu ziemnego.

Zaistniała sytuacja w tym obszarze skłoniła Unię Europejską do podjęcia interwencji, której celem jest z jednej strony ograniczenie kosztów energii elektrycznej, z drugiej zaś zapewnienie wystarczającej ilości surowców energetycznych niezbędnych w czasie nadchodzącej zimy. Proponowane rozwiązania ingerują w mechanizmy rynkowe, niemniej jednak wyraźnie podkreślono, iż mają one charakter tymczasowy, a ich obowiązywanie miało na celu ustabilizowanie wówczas obserwowanej sytuacji.

6.2.1. Cele rozporządzenia

Celem Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii, była zatem minimalizacja społecznych i gospodarczych skutków rosnących cen energii oraz jej nośników, wywołanych rosyjską napaścią na Ukrainę. Wśród zaproponowanych rozwiązań, które mają pomóc europejskiej gospodarce w walce z rosnącymi kosztami energii elektrycznej są m.in.:

- ➔ zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną,
- ➔ pułap dochodów rynkowych dla wytwórców inframarginalnych,
- ➔ opłata solidarnościowa od sektora paliw kopalnych,
- ➔ środki dotyczące cen detalicznych dla MŚP.

6.2.2. Pułap dochodów rynkowych dla wytwórców inframarginalnych

Szefowie państw członkowskich UE ustalili pułap dochodów rynkowych na 180 EUR/MWh dla wytwórców energii elektrycznej, w tym pośredników, którzy wykorzystują do produkcji energii tzw. technologie inframarginalne, takie jak odnawialne źródła energii, energia jądrowa i węgiel brunatny. Głównym powodem wprowadzenia ww. limitu był wysoki wzrost cen energii elektrycznej na rynku

the crisis actually date back to July/August 2021, when Russian actions has begun to destabilize the European electricity market and the raw material market, including natural gas.

The situation in this area prompted the EU to intervene. The aim of EU action has been, on the one hand, to reduce the costs of electricity and on the other hand, to ensure a sufficient amount of energy resources being necessary during the upcoming winter. The proposed solutions interfere with market mechanisms, however, it was clearly emphasized that proposed provisions should be used temporarily and their implementation has been intended to stabilize that extraordinary situation.

6.2.1. Objectives of the regulation

The aim of Council Regulation (EU) 2022/1854 of 6 October 2022 on emergency intervention to address the problem of high energy prices was to minimize the social and economic effects of rising prices of energy and energy carriers caused by the Russian attack on Ukraine. The proposed solutions to help the European economy mitigates the rising costs of electricity include:

- ➔ reducing the demand for electricity,
- ➔ caps on the market revenues for inframarginal producers,
- ➔ solidarity fee from the fossil fuel sector,
- ➔ retail price measures for SMEs.

6.2.2. Caps on market revenue for inframarginal producers

The leaders of MS have set a caps on market revenue of EUR 180/MWh for electricity producers, including intermediaries who use the so-called inframarginal technologies such as renewable energy sources, nuclear energy and lignite. The main reason for introducing the above-mentioned limits was the high increase in electricity prices on the market in the months preceding

w miesiącach poprzedzających wprowadzenie regulacji, który prowadził do istotnego wzrostu zysków, przy braku proporcjonalnych wzrostów kosztów operacyjnych (głównym czynnikiem rosnących cen energii elektrycznej był wzrost kosztu gazu ziemnego i węgla kamiennego).

Wysokość wskazanego pułapu cenowego została ustalona w taki sposób, aby nie zagrozić rentowności wytwórców w tych źródłach oraz aby nie utrudniać inwestycji w odnawialne źródła energii w przyszłości – co oznacza dbałość o to, aby wdrażane mechanizmy nie były sprzeczne z początkową oceną rentowności poszczególnych inwestycji w źródła wytwórcze.

Przyjęte rozwiązania pozostawiły również sporo możliwości w zakresie szczegółowych regulacji związanych z wprowadzeniem ww. limitu cenowego na poziomie poszczególnych państw członkowskich, uwzględniając specyfikę poszczególnych rynków krajowych. Niemniej jednak kluczowe było, aby przyjęte na poziomie krajowym środki:

- ➔ były proporcjonalne i niedyskryminacyjne,
- ➔ nie zagrażały sygnałom inwestycyjnym,
- ➔ zapewniały pokrycie kosztów inwestycji i kosztów operacyjnych,
- ➔ nie zakłócały funkcjonowania hurtowych rynków energii elektrycznej i w szczególności nie wpływały na ranking cenowy i kształtowanie się cen na rynku hurtowym,
- ➔ były zgodne z prawem Unii.

6.2.3. Krajowe środki kryzysowe

W oparciu o regulacje europejskie, polski ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu dedykowanych rozwiązań mających na celu ochronę odbiorców końcowych przed wysokimi cenami energii, jednocześnie nakładając limity cen dla poszczególnych grup wytwórczych. Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (dalej: „ustawa cenowa”),

the implementation of the regulation. The high electricity prices have led to a significant increase in financial profits, with no proportional increases in operating costs (the main factor of rising electricity prices was the increase in the cost of natural gas and hard coal).

The indicated price caps were constituted on the such a level as not to negatively influence the profitability of producers using these sources and not to hinder investments in renewable energy sources in the future . It means that EC ensures that the implemented mechanisms do not contradict the initial assessment of the profitability of the investments in RES.

The adopted solutions have also left a lot of possibilities in terms of detailed regulations related to the introduction of the above-mentioned price caps by MS with taking into account the specificity of individual national markets. Nevertheless, it was crucial that the measures adopted at national level:

- ➔ were proportionate and non-discriminatory,
- ➔ did not negatively influence investment signals,
- ➔ ensured coverage of investment and operating costs,
- ➔ did not disrupt the functioning of wholesale electricity markets and, in particular, did not affect the electricity prices and the structure on the wholesale electricity market,
- ➔ were consistent with EU law.

6.2.3. National emergency measures

Based on European regulations, the Polish legislator decided to implement dedicated solutions aiming at protecting end users against high energy prices by imposing price limits for dedicated electricity generation groups. The Act of 27 October 2022 on emergency measures to limit electricity price levels and support certain consumers in 2023 (hereinafter: “Emergency Measures Act”), on the one hand, defined the maximum electricity price at PLN 693/MWh and PLN 785/MWh

z jednej strony zdefiniowała wysokość maksymalnej ceny energii elektrycznej na poziomie 693 zł/MWh oraz 785 zł/MWh w zależności od rodzaju odbiorcy uprawnionego (zdefiniowanych w art. 2 pkt 2 ustawy cenowej), z drugiej zaś wskazała podmioty, które zobowiązane będą do ponoszenia kosztów wsparcia odbiorców energii.

Zgodnie z ustawą cenową wytwórcy energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną dokonują odpisu na Fundusz (Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny, o którym mowa w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. *o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw*), zgodnie z art. 23 ustawy cenowej. Należy wskazać, iż polski ustawodawca, w przypadku wytwórców OZE, zdecydował o zmniejszeniu wysokości limitu w odniesieniu do limitu wskazanego w Rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854, tj. 180 EUR/MWh i zdecydował się na ustaleniu go na poziomie ceny referencyjnej dla podmiotów niekorzystających z systemu aukcyjnego (stąd różnice ich poziomu w odniesieniu do poszczególnych technologii OZE) oraz na poziomie zwycięskiej oferty, w przypadku podmiotów, które korzystają z systemu aukcyjnego (§ 2 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny). Do jednostek wykorzystujących biomasę i do hydroelektrowni przyjęto odrębne podejście wynikające z charakterystyki przedmiotowych instalacji oraz kosztów wytwarzania w nich energii elektrycznej.

Ustalenie limitów cenowych na ww. poziomach oznacza duże wyzwanie dla wytwórców energii w odnawialnych źródłach energii, szczególnie w sytuacji, gdy równolegle wprowadzono dodatkowe wymagania przy wyliczaniu odpisu na Fundusz, poprzez konieczność uwzględnia wszystkich dodatkowych rozliczeń pieniężnych, wynikających z zapisów zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej lub innych umów, w których dodatkowe rozliczenia pieniężne zależą od ilości lub wartości sprzedanej energii elektrycznej.

depending on the type of electricity consumer (defined in Article 2 point 2 of the Emergency Measures Act), on the other hand, it indicated the entities that will be obliged to bear the costs of supporting electricity consumers.

Pursuant to the Emergency Measures Act, electricity producers and energy companies conducting business activities in the field of electricity trading, make a deduction to the Fund (Price Difference Payment Fund referred to in Article 11(1) of the Act of 28 December 2018 amending the Act on excise tax and certain other acts), in accordance with the Article 23 of the Emergency Measures Act. It should be noted that the Polish legislator, in the case of RES producers, decided to reduce the limit in relation to the limit indicated in Council Regulation (EU) 2022/1854, i.e. EUR 180/MWh and decided to set it at the level of the reference price for entities not participating in the auction system (hence the differences in their level in relation to individual RES technologies). In case of entities that participate in the auction system (§ 2 point 1 of the Regulation of the Council of Ministers of November 8, 2022 on the method of calculating price limit), the limit has been equal to the level of the winning bid. A other approach resulting from the specification of the installations and the costs of generating electricity, has been adopted for units using biomass and hydroelectric power plants.

Implementation of price limits on the above-mentioned levels means a great challenge for electricity producers from RES, especially in a situation where additional requirements have been introduced to calculate the deduction to the Fund. The RES generators have been obliged to determine the deduction amount by taking into account all additional cash settlements resulting from the provisions of concluded electricity sales contracts or other contracts in which additional financial settlements depend on the volume or value of sold electricity.

6.2.4. Okres stosowania przepisów

Zgodnie z art. 22 ust. 2 lit. c Rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r., regulacje związane z pułapem dochodów rynkowych dla wytwórców inframarginalnych stosuje się od dnia 1 grudnia 2022 r. do dnia 30 czerwca 2023 r., co odbiega od terminów przyjętych przez polskiego ustawodawcę, który określił koniec obowiązywania limitów cenowych na 31 grudnia 2023 r. (art. 39 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku).

6.2.5. Podsumowanie

Jak już wspomniano, na poziomie UE pułap dochodów rynkowych dla wytwórców energii elektrycznej, którzy wykorzystują do produkcji energii tzw. technologie inframarginalne, w tym OZE ustalono na 180 EUR/MWh, pozostawiając jednocześnie poszczególnym Państwom Członkowskim możliwość zmiany tego pułapu.

W wielu państwach zdecydowano na utrzymaniu limitu cenowego na poziomie zaproponowanym na poziomie europejskim, tj. 180 EUR/MWh (m.in. Bułgaria, Dania, Litwa, Słowenia, Szwecja czy Włochy). W niektórych zdecydowano się na inne podejście i obniżenie przedmiotowego pułapu – w Holandii pułap ten ustalono na 130 EUR/MWh, w Irlandii na 120 EUR/MWh, a na Cyprze na 110 EUR/MWh. W Austrii ustalono maksymalny pułap na 140 EUR/MWh, powyżej którego obowiązuje 90% podatek (założono również, że w przypadku ponoszenia inwestycji w transformację energetyczną limit ten podnoszony jest ze 140 do 180 EUR/MWh).

Jak wspomniano powyżej, pomimo wskazania w *Rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854*, że pułap dochodów rynkowych dla wytwórców inframarginalnych stosuje się od dnia 1 grudnia 2022 r. do dnia 30 czerwca 2023 r. w Polsce przyjęto inną datę końcową – 31 grudnia 2023 r. Podobne podejście zastosowano w Austrii, Czechach, Finlandii, Francji, Luksemburgu, Portugalii, Słowenii i Hiszpanii. Słowacja zdecydowała się na pójście jeszcze dalej i ustanowiła graniczną datę na poziomie 31 grudnia 2024 r.¹⁹.

6.2.4. Period of the regulation's validity

Pursuant to Article 22(2c) of Council Regulation (EU) 2022/1854 of October 6, 2022 regulations related to the caps on market revenues for inframarginal producers apply from December 1, 2022 to June 30, 2023. The implemented by EU time frame differs from the validity period adopted by the Polish legislator, who set the termination of price limits on December 31, 2023 (Article 39 of The Act of 27 October 2022 on emergency measures to limit electricity price levels and support certain consumers in 2023).

6.2.5. Conclusions

As already mentioned, at the EU level, the price caps for electricity producers who use the so-called inframarginal technologies, including renewable energy sources, have been set at EUR 180/MWh, giving the MS, at the same time, the option to change this limit.

In many countries, it was decided to maintain the price limit at the level proposed by EU - EUR 180/MWh (including Bulgaria, Denmark, Lithuania, Slovenia, Sweden and Italy). Some MS have decided to take a different approach and lower the caps - in the Netherlands, the limit has been set at EUR 130/MWh, in Ireland at EUR 120/MWh and in Cyprus at EUR 110/MWh. In Austria, the maximum price caps has been set at EUR 140/MWh and above this level a 90% tax applies (it was also assumed that in the case of investments in the energy transformation, this limit would be increased from EUR 140 to 180/MWh).

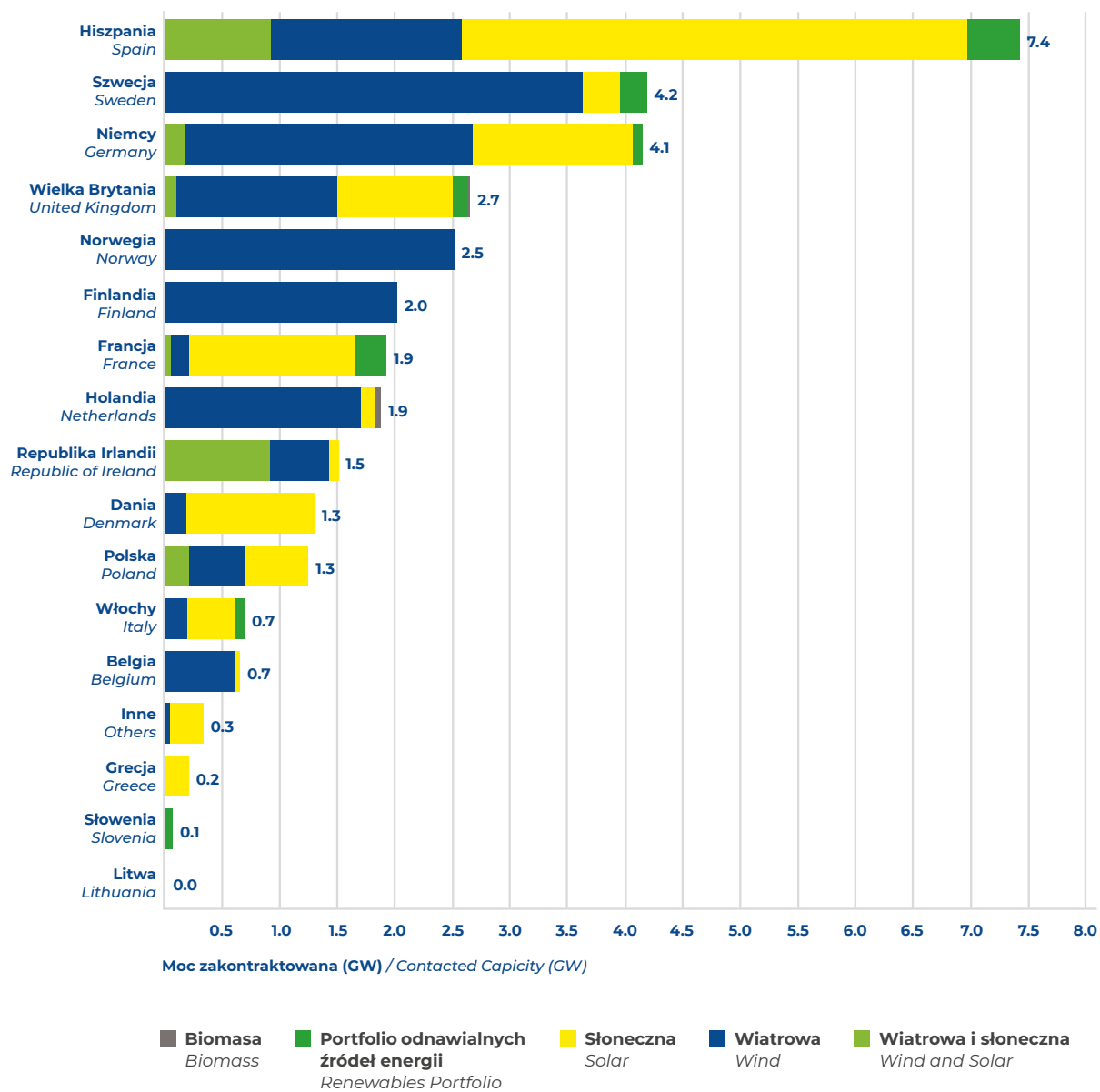
As mentioned above, despite the indication in *Council Regulation (EU) 2022/1854* that the caps on market revenues for inframarginal producers applies from December 1, 2022 to June 30, 2023 a different termination date has been adopted in Poland - December 31, 2023. A similar approach has been implemented in Austria, the Czech Republic, Finland, France, Luxembourg, Portugal, Slovenia and Spain. Slovakia has decided that the caps on market revenues will be applicable until December 31, 2024¹⁹.

19 Reakcje krajowej polityki fiskalnej na kryzys energetyczny, <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

19 National fiscal policy responses to the energy crisis, <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

Rys. Umowy PPAs z podziałem na państwa (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)

Fig. PPAs by country (data updated for 4Q of 2023)



Źródło: Analiza RE-Source Platform; <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

Source: Analysis of RE-Source Platform; <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

7. Umowy cPPA w offshore

Aktualnie w polskiej części Morza Bałtyckiego nie znajdują się aktywne farmy wiatrowe. Uruchomienie pierwszej farmy wiatrowej jest planowane na 2026 rok, kiedy to projekt Baltic Power o mocy 1140 MW rozpocznie swoją działalność²⁰. Zgodnie z programem rozwoju morskich farm wiatrowych zawartym w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.²¹ Polska ma ambitny plan osiągnięcia około 6 GW zainstalowanej mocy do 2030 r. Według szacunków KE z 2019 r. potencjał mocy dla Morza Bałtyckiego w 2050 r. jest oceniany na 93 GW²².

Główni inwestorzy, którzy planują realizację farm wiatrowych na polskim morzu, to Polenergia, Equinor, PGE Baltica, Ørsted, RWE, Ocean Winds, Northland Power, PKN Orlen (Baltic Power).

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest możliwy dzięki ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych²³. Zdefiniowany w niej system wsparcia opiera się na kontrakcie różnicowym (CfD) z ceną ustaloną administracyjnie, o czym będzie więcej w kolejnym podrozdziale.

System wsparcia nie w każdych warunkach musi być optymalnym rozwiązaniem dla inwestorów. Kontrakty cPPA są coraz częściej postrzegane nie tylko jako dostęp do taniej energii z OZE, ale również jako jeden ze sposobów na zapewnienie finansowania projektów. W Niemczech, firmy

7. Offshore wind cPPA agreements

Currently, there are no active wind farms in the Polish part of the Baltic Sea. The launch of the first wind farm is planned for 2026, when the Baltic Power project with a capacity of 1,140 MW will start operating²⁰. In accordance with the offshore wind farm development program included in Poland's Energy Policy until 2040²¹, Poland has an ambitious plan to achieve approximately 6 GW of installed capacity by 2030. According to European Commission estimates from 2019, the power potential for the Baltic Sea in 2050 is estimated at 93 GW²².

The main investors who plan to build wind farms in the Polish sea are Polenergia, Equinor, PGE Baltica, Ørsted, RWE, Ocean Winds, Northland Power, PKN Orlen (Baltic Power).

The development of wind energy in Poland is possible thanks to the Polish Government directive from December 17, 2020. on promoting energy production in offshore wind farms²³. The support system defined therein is based on a contract for difference (CfDs) with an administratively set price, which will be discussed in more detail in the next section.

The support system, currently in place, does not always meet expectations of all investors. cPPA contracts are increasingly perceived not only as access to cheap renewable energy, but also as one of the ways to ensure project financing. In Germany, companies participating in the support system for

20 O projekcie - morską farmę wiatrową Baltic Power, <https://balticpower.pl/o-projekcie/>

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

22 BEMIP: Kamienie milowe dla rozwoju offshore na MORZU BAŁTYCKIM – do stycznia 2023 r. kraje regionu mają uzgodnić cele offshore, <https://balticwind.eu/pl/bemip-kamienie-milowe-dla-rozwoju-offshore-na-morzu-baltyckim-kraje-regionu-maja-uzgodnic-cele-offshore-do-stycznia-2023-r/>

23 (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 1385 z późn. zm.)

20 About the project - Baltic Power offshore wind farm, <https://balticpower.pl/o-projekcie/>

21 Announcement of the Minister of Climate and Environment of March 2, 2021 on the state energy policy until 2040 (M. P. of 2021, item 264).

22 BEMIP: Milestones for offshore development in the BALTIC SEA – by January 2023, countries in the region are to agree on offshore goals, <https://balticwind.eu/pl/bemip-kamienie-milowe-dla-rozwoju-offshore-na-morzu-baltyckim-kraje-regionu-maja-uzgodnic-cele-offshore-do-stycznia-2023-r/>

23 Consolidated text, Journal of Laws 2023, item 1385, as amended.

biorące udział w systemie wsparcia dla morskich farm wiatrowych realizowanym poprzez aukcje, muszą zadeklarować że 30% wyprodukowanego wolumenu energii będzie sprzedane w ramach kontraktów cPPA²⁴.

W Niemczech, kontrakty cPPA na zakup energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmy wiatrowe zlokalizowane na Morzu Bałtyckim zostały już zawarte w ramach projektów Baltic Eagle i Windanker. Farma Baltic Eagle znajduje się w okolicy wyspy Rugii, jej łączna zainstalowana moc wyniesie 476 MW. W ramach tego projektu realizowanego przez firmę Iberdrola, podpisano umowy cPPA z takimi firmami jak: Salzgitter, Amazon, Holcim AG. W przypadku farmy wiatrowej Windanker firma Iberdrola podpisała kontrakt cPPA z firmą Mercedes Benz. Jest to projekt o łącznej zainstalowanej mocy 300 MW. Rozpoczęcie działalności farmy Windanker jest przewidziane na 2026 r. Według inwestora Iberdrola, większość energii elektrycznej produkowanej przez farmę wiatrową Windanker będzie sprzedawana poprzez kontrakty cPPA²⁵.

Coraz częściej kontrakty cPPA podpisywane z farmami wiatrowymi są oparte na stałej cenie energii elektrycznej. Przykładem może być umowa cPPA zawarta przez Northland Power na energię elektryczną wyprodukowaną na morskiej farmie wiatrowej w Tajwanie, podpisana na okres 20 lat²⁶. Odbiorcy korporacyjni poprzez zawieranie kontraktów cPPA w tym umów w modelu offshore cPPA, dążą do obniżania ryzyka związanego z wahaniami cen energii elektrycznej na rynkach hurtowych. Taka forma zarządzania ryzykiem w ramach umów cPPA zazwyczaj przekłada się na wyższą

offshore wind farms implemented through auctions must agree that 30% of the produced energy volume will be sold under cPPA contracts²⁴.

In Germany, cPPA contracts for the purchase of electricity produced by wind farms located in the Baltic Sea have already been concluded as part of the Baltic Eagle and Windanker projects. The Baltic Eagle farm is located near the island of Rügen, its total installed capacity will be 476 MW. As part of this project implemented by Iberdrola, cPPA agreements were signed with companies such as: Salzgitter, Amazon, Holcim AG. For the Windanker wind farm, Iberdrola has signed a cPPA with Mercedes Benz. This is a project with a total installed capacity of 300 MW. The start of operations of the Windanker wind farm is scheduled for 2026. According to Iberdrola, most of the electricity produced by the Windanker wind farm will be sold through cPPA contracts²⁵.

Increasingly, cPPA contracts signed with wind farms are based on a fixed electricity price. An example is the cPPA concluded by Northland Power for electricity produced on an offshore wind farm in Taiwan, signed for a period of 20 years²⁶. By concluding cPPA contracts, including contracts in the offshore cPPA model, corporate customers strive to reduce the risk associated with fluctuations in electricity prices on wholesale markets. This form of risk management under cPPA agreements usually translates into a higher price

24 Polska dekarbonizacja może uwzględnić cPPA z offshore wind, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/polska-dekarbonizacja-umowy-cPPA-offshore-wind-13584.html>

25 Windanker, nasza trzecia morska farma wiatrowa na Bałtyku – Iberdrola, <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/offshore-wind-energy/windanker-offshore-wind-farm>

26 Northland Power zawiera umowę PPA dla projektu morskiej energetyki wiatrowej na Tajwanie, <https://www.power-technology.com/news/northland-power-taiwan/>

24 Polish decarbonization may include cPPA from offshore winds, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/polska-dekarbonizacja-umowy-cPPA-offshore-wind-13584.html>

25 Windanker, our third offshore wind farm in the Baltic Sea – Iberdrola, <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/offshore-wind-energy/windanker-offshore-wind-farm>

26 Northland Power secures PPA for offshore wind project in Taiwan, <https://www.power-technology.com/news/northland-power-taiwan/>

cenę zakontraktowanej energii elektrycznej niż ceny wynikające z aukcyjnego systemu wsparcia.

Zainteresowanie kontraktami cPPA na zakup energii elektrycznej wyprodukowanej w niemieckich farmach wiatrowych wskazuje, że zawieranie takich umów cPPA w przypadku polskich farm wiatrowych jest tylko kwestią czasu. Rozwój rynku kontraktów cPPA offshore jest również motywowany wsparciem ze strony instytucji UE. Unijna polityka klimatyczna oraz reforma rynku energii elektrycznej w Europie (Electricity Market Design), opisywana we wcześniejszym rozdziale, stwarzają ramy prawne mogące znacząco przyspieszyć rozwój morskich farm wiatrowych oraz usprawnić rynek kontraktów cPPA offshore.

W przyszłości rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce może sprzyjać rozwojowi kontraktów cPPA na zasadzie modelu cPPA, który zakłada konsolidację wielu odbiorców na rzecz jednego wytwórcy OZE. Duży wolumen produkowanej energii elektrycznej będzie mógł być rozdzielony na kilku odbiorców. Aktualnie takie rozwiązanie mogłyby być w Polsce możliwe do zastosowania w formie wirtualnych kontraktów cPPA. Aktualnie w przypadku fizycznych kontraktów cPPA wprowadzenie takiego modelu nie będzie możliwe z powodu możliwości dokonywania bilansowania tylko przez jeden podmiot.

7.1. System wsparcia dla morskich farm wiatrowych

Polski system wsparcia dedykowany morskim farmom wiatrowym przewiduje, że wolumen energii elektrycznej, dla której wytwórca może wystąpić o pokrycie ujemnego salda, stanowi iloczyn 100 000 godzin oraz mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej wynikającej z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, nie więcej jednak niż mocy zainstalowanej elektrycznej wskazanej w decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (w przypadku pierwszej fazy wsparcia) albo w ofercie aukcyjnej (w przypadku drugiej fazy wsparcia), a okres wsparcia dla morskich farm wiatrowych to 25 lat.

of contracted electricity than the prices resulting from the auction support system.

The interest in cPPA contracts for the purchase of electricity produced in German wind farms indicates that concluding such cPPA contracts in the case of Polish wind farms is only a matter of time. The development of the offshore cPPA contract market is also motivated by support from EU institutions. The EU's climate policy and the reform of the electricity market in Europe (Electricity Market Design), described in the previous chapter, create a legal framework that can significantly accelerate the development of offshore wind farms and improve the market for offshore cPPA contracts.

In the future, the development of offshore wind energy in Poland may support the development of cPPA contracts based on the aggregated cPPA model described above, which aggregated several buyers in the form of contractual consortium for one RES producer. A large volume of electricity produced can be distributed to several offtakes. Currently, such a solution could be used in Poland in the form of virtual cPPA contracts. The introduction of such a model on the back of physical cPPA contracts would be challenging due to the requirement of one balancing party serving the entire consortium of customers.

7.1. The support system for offshore wind farms

The Polish support system dedicated to offshore wind farms stipulates that the volume of electricity for which a generator may apply for negative balance coverage is the product of 100,000 hours and the installed capacity of the offshore wind farm resulting from the electricity generation license, but no more than the installed capacity of electricity indicated in the decision of the President of the Energy Regulatory Office (in the case of the first phase of support) or in the auction offer (in the case of the second phase of support), and the support period for offshore wind farms is 25 years.

Mechanizm rozliczeń ujemnego (dodatniego) salda jest oparty na tych samych zasadach, co aukcyjny system wsparcia dedykowany lądowym instalacjom OZE – jest to rozliczenie finansowe. W przypadku offshore'u rozliczenie odnosi się do ceny rozliczeniowej wyznaczonej w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego (aktualnie jest to cena z Fixingu II publikowanego przez Towarową Giełdę Energii S.A.) dla danego okresu rozliczania niezbilansowania (który ma wynosić 15 minut).

Z uwagi na skalę projektów morskich farm wiatrowych połączenie dedykowanego im systemu wsparcia z cPPA, mogącą zapewnić inwestorowi przynajmniej częściowy zwrot nakładów poniesionych na inwestycję w długoterminowym horyzoncie czasowym, wydaje się być bezpiecznym, a zatem atrakcyjnym rozwiązaniem, także dla potencjalnych instytucji finansujących.

The settlement mechanism for the negative (positive) balance is based on the same principles as the auction support system dedicated to onshore RES installations – it is a financial settlement. In the case of offshore, the settlement relates to the settlement price determined in the process of the day-ahead market coupling for the Polish market area (currently it is the price from Fixing II published by the Polish Power Exchange) for the given imbalance settlement period (which in the nearest future will amount to 15 minutes).

Given the scale of offshore wind farm projects, the combination of a dedicated state support scheme with a cPPA, which can provide the investor with at least a partial return on the investment over a long-term time horizon, appears to be a secure and therefore attractive solution, also for potential financing institutions.

Rys. Przykłady umów cPPA dla morskich farm wiatrowych podpisane w 2022 i 2023

Fig. Examples of cPPA contracts with offshore wind farms signed in 2022 and 2023

Rok Year	Odbiorca Offtaker	Sektor przemysłowy Industry sector	Dostawca Supplier	Zakontraktowano Contracted	Farma wiatrowa Offshore wind farm
2022	Umicore	Heavy industry	Engie	28 MW	Seamade (487 MW)
2022	Air Liquide	Heavy industry	Vattenfall	115 MW	Hollandse Kust Zuid (1500 MW)
2022	Evonik	Heavy industry	EnBW	100 MW	He Dreiht (900 MW)
2022	Salzgitter	Heavy industry	EnBW	50 MW	He Dreiht (900 MW)
2022	Google	ICT	ENGIE	100 MW	Murray West (882 MW)
2022	Boraalis	Heavy industry	Eneco	38 MW	SeaMade (487 MW)
2022	KPN	Telecom	Eneco	50,7 MW	Hollandse Kust Zuid (760 MW)
2023	Salzgitter	Heavy industry	Iberdrola	114 MW	Baltic Eagle (476 MW)
2023	Amazon	ICT	Iberdrola	1.1 TWh rocznie	Baltic Eagle (476 MW) + Windanker (300 MW)
2023	Holcim AG	Heavy industry	Iberdrola	250 GWh rocznie	Baltic Eagle (476 MW)
2023	Mercedes Benz	Automotive industry	Iberdrola	140 MW	Windanker (315 MW)

Źródło: Opracowanie BalticWindEU i RE-Source Poland Hub;

<https://balticwind.eu/pl/przyszlosc-kontraktow-cppa-dla-morskich-farm-wiatrowych-uwolnienie-potencjalu/>

Source: ENG: Analysis of BalticWindEU and RE-Source Poland Hub;

<https://balticwind.eu/future-of-cppa-contracts-from-offshore-wind-farms-unlocking-the-potential/>

8. Finansowanie umów cPPA

Polska praktyka rynkowa pokazuje, że długoterminowe umowy cPPA (tak w modelu fizycznym, jak i wirtualnym), mogą stanowić istotny element zabezpieczenia finansowania danej instalacji OZE przez banki, bądź instytucje finansujące w formule tzw. project finance. Zakłada ona, że umowa cPPA, a ściślej - określone na jej podstawie przepływy pieniężne wytwórcy, mają określić model finansowy i zapewnić źródło spłaty finansowania zaciągniętego przez wytwórcę na budowę instalacji OZE. Fakt ten będzie w dużym stopniu determinował treść poszczególnych postanowień umowy cPPA.

Za długoterminowe cPPA uznajemy umowy zawierane na okres spłaty kredytu. Z reguły będzie to okres porównywalny do aukcyjnego systemu wsparcia, czyli około 15 lat w przypadku lądowych projektów fotowoltaicznych lub wiatrowych.

Z uwagi na finansowanie, cPPA są co do zasady zawierane na etapie RTB (ang. *ready-to-build*), a więc po uzyskaniu prawomocnej decyzji o pozwoleniu na budowę. W warunkach polskich, jak dotychczas cPPA były jednak również zawierane na etapie późniejszym, już w trakcie realizacji instalacji, a nawet w okresie jej rozruchu. Tak wczesny etap rozwoju instalacji pociąga za sobą konieczność uwzględnienia w cPPA warunków (choćby w postaci uzyskania przez wytwórcę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej), czy terminu dla rozpoczęcia wykonywania umowy. Ponadto, instytucje finansujące mogą oczekiwać też, że umowa cPPA będzie odnosić się do całego wolumenu energii elektrycznej, jaka miałaby zostać wytworzona w danej instalacji, co z kolei przemawia za cPPA w modelu pay-as-produced.

Jeśli chodzi o model wirtualny, bądź fizyczny model cPPA, nie powinien być to czynnik o istotnym znaczeniu dla finansowania. Rozliczenie finansowe wpisane w umowę vPPA, jest bowiem zbliżone do aukcyjnego systemu wsparcia, które dotychczas stanowiło przeważającą podstawę project finance. Niemniej, wprowadzenie regulacji reżimu cenowego i obecny kształt przepisów Ustawy

8. Financing the cPPA agreements

Polish market practice shows that long-term cPPAs (both physical and virtual) can be an important element of the financing of a RES installation by banks or financing institutions under the so-called project finance. It assumes that the cPPA, or more precisely – the cash flows of the generator defined on its basis, are to determine the financial model and provide a source of repayment of the financing obtained by the generator for the construction of the RES installation. This fact will largely determine the content of the cPPA.

We consider long-term cPPAs to be contracts concluded for the term of the loan. As a rule, this will be a comparable period to the auction support system, i.e. around 15 years for onshore PV or wind projects.

For financing reasons, cPPAs will typically be concluded at the RTB (ready-to-build) stage, i.e. after the final construction permit has been obtained. However, in Polish conditions, cPPAs have been also concluded at a later stage, during the realization of the installation or even during its start-up phase. Such an early stage in the development of the installation entails the need to include conditions in the cPPA (such as the generator obtaining the electricity generation license), or a long stop date for electricity generation. In addition, financing institutions may also expect the cPPA to relate to the entire volume of electricity to be generated at the installation, which in turn argues in favour of a pay-as-produced cPPA.

As far as the virtual or physical cPPA model is concerned, this should not be a factor of major importance for financing. This is because the financial settlement inherent in the vPPA is similar to the auction-based support system, which has hitherto been the predominant basis for project finance. However, the introduction of the price cap regime regulation and the current shape of the

o Środkach Nadzwyczajnych, powoduje, że umowa vPPA może wiązać się z większym ryzykiem dla wytwórcy (a co za tym idzie, także dla podmiotu finansującego), w stosunku do umowy zakładającej fizyczną sprzedaż energii elektrycznej.

Kluczowe będzie ukształtowanie cPPA w taki sposób, by tworzyła trwały i stabilny stosunek prawny. Służą temu dalsze dwa wymagania. Po pierwsze, cPPA powinna zawierać wąski i enumeratywny katalog podstaw do jej wcześniejszego rozwiązania, z jasno określonymi konsekwencjami. Odnosi się to tak do przesłanek wcześniejszego rozwiązania zależnych, jak i niezależnych od stron, co zostało szczegółowo omówione w 4 części raportu. Przewidziane w cPPA zryczałtowane odszkodowanie lub kara umowna należna wytwórcy, na wypadek wcześniejszego rozwiązania cPPA powinny zapewnić wytwórcy (a pośrednio instytucjom finansującym) rekompensatę w wysokości potencjalnie utraconych projektowanych przepływów pieniężnych niezbędnych do harmonogramowej obsługi zadłużenia.

Po drugie, odbiorcą końcowym (kupującym) w cPPA powinien być podmiot o odpowiednim statusie finansowym lub ratingu kredytowym, wsparty zabezpieczeniem wykonania zobowiązań kupującego w formie gwarancji bankowej lub korporacyjnej. Wymóg ten jest szczególnie istotny dla fizycznych cPPA, gdzie (w przeciwieństwie do umów vPPA) płatności mają pochodzić wyłącznie od kupującego i nie można liczyć na ewentualne potrącenie sald.

Istotnymi postanowieniami cPPA są też klauzule kształtujące odpowiedzialność stron, w tym limity oraz podstawy odpowiedzialności. Dla przykładu, w przypadku cPPA zawieranych na wczesnym etapie rozwoju instalacji, instytucje finansujące będą dążyć do tego, aby wysokość kar umownych, obciążających wytwórcę na wypadek nieterminowego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w danej instalacji, nie przekraczała kar, które byłyby należne temu wytwórcy od dostawcy głównych komponentów, bądź generalnego wykonawcy danej instalacji OZE z tytułu zwłoki w ich realizacji. Podobnie w przypadku kar

Emergency Measures Act provisions, means that the vPPA may involve a higher risk for the generator (and therefore also the financing entities), compared to a contract involving the physical sale of electricity.

It will be crucial to structure the cPPA in such a way that it creates a durable and stable legal relationship. Two further requirements serve this purpose. Firstly, the cPPA should contain a narrow and enumerative catalogue of grounds for early termination, with clearly defined consequences. This applies both to grounds for early termination dependent and independent of the parties. We write more about this in Part 2 of the report. The lump-sum compensation or liquidated damages payable to the generator under the cPPA in the event of early termination of the cPPA should provide compensation to the generator (and indirectly to the financing institutions) in the amount of the potentially lost projected cash flows necessary for timely debt management.

Secondly, the consumer (buyer) in a cPPA should be an entity with an appropriate financial status or credit rating, backed by buyer performance security in the form of a bank or corporate guarantee. This requirement is particularly relevant for physical cPPAs, where (unlike vPPAs), payments are to come solely from the buyer and no potential set-off of settlements can be relied upon.

Clauses shaping the liability of the parties, including limits and grounds for liability, are also important provisions in cPPAs. For example, in the case of cPPAs concluded at an early stage of RES installation development, financing institutions will aim to ensure that the amount of contractual penalties to be borne by the generator in the event of delay in commencement of electricity generation does not exceed the penalties that would be owed to the generator by the general contractor/supplier of main components of the RES installation for a delay in their implementation. Similarly, in the case of contractual penalties provided for

umownych przewidzianych w umowie vPPA za niedochowanie gwarantowanej sprawności instalacji - odpowiedzialność ta powinna być zbliżona do odpowiedzialności dostawcy usług utrzymaniowych danej instalacji (ang. O&M) względem wytwórcy. Z uwagi na to, że z reguły wykonywanie umowy cPPA będzie zabezpieczone gwarancją bankową lub korporacyjną, suma gwarancyjna nie powinna być niższa niż limit odpowiedzialności wskazany w umowie cPPA.

Charakterystyczną cechą umów cPPA, które mają stać się źródłem spłaty finansowania, jest również wymóg zawarcia tzw. umowy bezpośredniej (z ang. *direct agreement*). Jest to trójstronna umowa, zawierana przez instytucję finansującą, odbiorcę (kupującego) oraz wytwórcę, a jej celem jest dodatkowe zabezpieczenie trwałości umowy cPPA w okresie finansowania, a przez to zminimalizowanie ryzyka wcześniejszego wypowiedzenia umowy cPPA przez odbiorcę (kupującego). Umowa bezpośrednia zmierza więc do zapewnienia instytucjom finansującym środków prawnych do tego, aby na wypadek naruszenia umowy cPPA przez wytwórcę (groźących wypowiedzeniem umowy cPPA przez kupującego), mogły wykonać zaległe i przyszłe zobowiązania wytwórcy wobec kupującego, a dzięki temu zapobiec rozwiązaniu umowy cPPA. Przyjętą praktyką jest dołączenie wzoru umowy bezpośredniej jako załącznika do cPPA, tak by umożliwić odbiorcy końcowemu zaakceptowanie jej postanowień jeszcze przed zawarciem umowy cPPA.

8.1. Praktyczne aspekty finansowania umów cPPA

Jak już zostało wskazane, finansowanie umów cPPA jest złożonym, wielopłaszczyznowym procesem, w który są zaangażowane liczne podmioty takie jak bank, wytwórca energii elektrycznej z OZE oraz odbiorca. Dla banków i wytwórców, dobrze wynegocjowany kontrakt cPPA stanowi podstawy finansowania dalszych projektów. Polski rynek umów cPPA wskazuje, że dla klienta korporacyjnego, oszczędności finansowe wynikające z umowy cPPA mogą przyczynić się do chęci dalszego kontraktowania zakupów energii poprzez kolejną umowę cPPA.

in the cPPA for failure to meet the guaranteed availability of an installation – the liability should be similar to that of the operation and maintenance services provider towards the generator. Since, as a rule, the performance of the cPPA will be secured by a bank or corporate guarantee, the guarantee amount should not be lower than the liability limit indicated in the cPPA.

A distinctive feature of CPPAs that are intended to become a source of financing repayment is also the requirement for a so-called direct agreement. This is a three-party agreement between the financing institution, the consumer (buyer) and the generator, and its purpose is to provide additional security for the durability of the cPPA within the financing period and thus minimize the risk of early termination of the cPPA by the consumer (buyer). The direct agreement aims to provide the financing institutions with the legal means to ensure that, in the event of a breach of the cPPA by the generator (threatening termination of the cPPA by the buyer), they can enforce the generator's outstanding and future obligations to the buyer and thus prevent termination of the cPPA. It is standard practice to include a model direct agreement as an annex to the cPPA to enable the final consumer to accept its provisions before conclusion of the cPPA.

8.1. Practical aspects of financing cPPA agreements

Financing CPPAs is a complex, multi-faceted process that involves numerous entities, such as a bank, a producer of electricity from renewable energy sources, and a recipient or off-taker. For banks and manufacturers, a well-negotiated cPPA contract is the basis for financing further projects. The Polish cPPA market indicates that for a corporate customer, financial savings resulting from a cPPA may contribute to the willingness to continue contracting energy purchases through another cPPA.

W przypadku bankowości, od strony występującej w umowie cPPA jako kupujący, jest zazwyczaj wymagane posiadanie zdolności kredytowej na akceptowalnym poziomie (z ang. investment grade). W przypadku gdy strona kupująca nie spełnia wymogów zdolności kredytowej, banki szukają zabezpieczenia w postaci depozytu lub gwarancji spłaty, takich jak potwierdzenie wypłacalności przez bank (tzw. bank guarantee) lub poprzez uzyskanie gwarancji spłaty od firmy „matki”.

Aspektem wpływającym na finansowanie przez banki projektów zabezpieczonych umową cPPA, jest mechanizm wyceny energii elektrycznej. Rozwiązanie tego typu są powszechnie stosowane przez banki operujące w Polsce. Umowy cPPA są zazwyczaj wyceniane drożej niż typowe handlowe PPA (utility PPA). Cena energii jest uwarunkowana wieloma czynnikami takimi jak: długość kontraktu, termin rozpoczęcia kontraktu, struktura wolumenu zakontraktowanej energii. W Polsce ceny energii elektrycznej w kontraktach cPPA, w porównaniu do kontraktów handlowych PPA (utility PPA), bywają wyższe, a różnica w cenie może wahać się od kilku do kilkunastu procent.

W przypadku finansowych kontraktów cPPA cena jest oparta na zasadzie kontraktu różnicowego i jest ustalona na poziomie stopy zwrotu inwestycji. W bardziej złożonych modelach finansowych ustala się cenę minimalną i maksymalną energii elektrycznej (z ang. floor and cap price).

W przypadku wytwórców energii elektrycznej z OZE, podstawą do określenia ceny energii elektrycznej w fizycznych kontraktach cPPA są koszty kapitałowe oraz koszty operacyjne. Miarą opłacalności projektu jest tzw. współczynnik LCOE (Levelised Cost of Energy). Współczynnik ten reprezentuje średnią cenę minimalną, po której należy sprzedać energię elektryczną wytwarzaną z instalacji OZE, aby zrównoważyć całkowite koszty produkcji w całym okresie operacyjnym projektu.

Finansowe kontrakty cPPA są zazwyczaj dostosowane do panujących warunków rynkowych i często uwzględniają ryzyko płynności rynku lub marże podmiotów pośredniczących. Podobnie jak w innych państwach na polskim rynku w przypadku fizycznego kontraktu cPPA, większość odbiorców

In the case of bankability, the party acting as a buyer in a cPPA is usually required to have an acceptable level of creditworthiness (investment grade). If the buyer does not meet the creditworthiness requirements, bank's look for security in the form of a deposit or repayment guarantee, such as confirmation of solvency by the bank (the so-called guarantee bank) or by obtaining a repayment guarantee from the “mother” company.

An aspect that influences banks' financing of projects secured by a cPPA is the electricity pricing mechanism. This type of solution is commonly used by banks operating in Poland. cPPAs are typically priced more expensively than typical commercial PPAs (utility PPAs). The energy price is determined by many factors, such as: contract length, contract start date, structure of the volume of contracted energy. In Poland, electricity prices in cPPA contracts, compared to commercial PPA contracts (utility PPA), are sometimes higher, and the price difference may range a significant percent.

In the case of financial cPPA contracts, the price is based on the contract for difference principle and is set at the rate of return on the investment. In more complex financial models, a minimum and maximum price of electricity (floor and cap price) is established.

In the case of producers of electricity from renewable energy sources, the basis for determining the price of electricity in physical cPPA contracts are capital costs and operating costs. The measure of the project's profitability is the so-called LCOE (Levelised Cost of Energy) factor. This coefficient represents the average minimum price at which electricity generated from renewable energy installations must be sold to balance the total production costs over the entire operational period of the project.

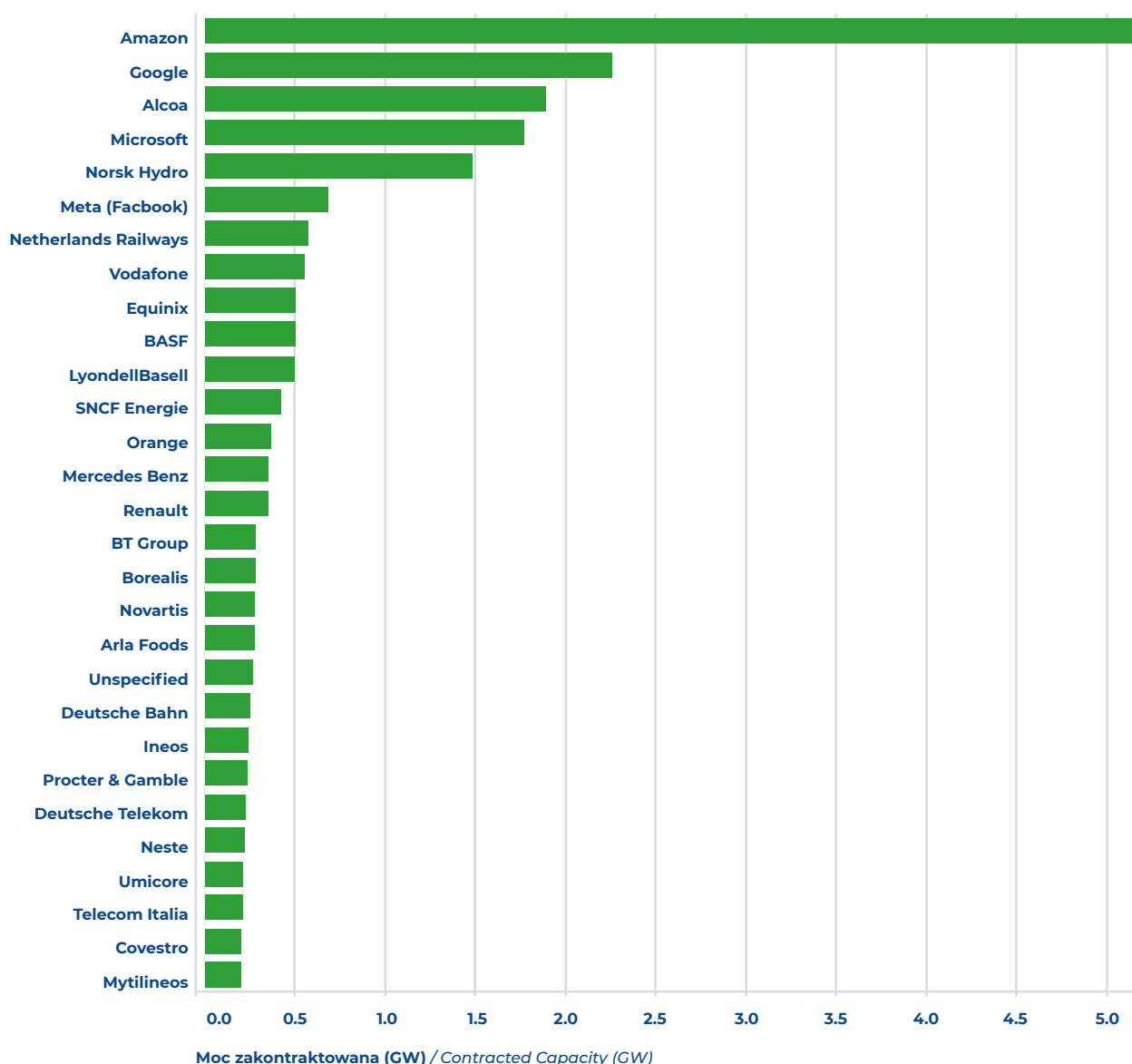
Financial cPPAs are typically tailored to prevailing market conditions and often take into account market liquidity risk or intermediary margins. As in other countries on the Polish market, in the case of a physical cPPA contract, most corporate customers are looking for a fixed price in the long term.

korporacyjnych szuka stałej ceny w dłuższym okresie. Taki model umożliwia bardziej dokładne zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych. Stała cena zakontraktowanej energii elektrycznej wiąże się często z ryzykiem finansowym ponoszonym przez wytwórcę energii elektrycznej z OZE, a tym samym wpływa na zwrot z inwestycji. Dlatego w umowach cPPA ze stałą ceną, cena zakontraktowanej energii elektrycznej jest wyceniana wyżej od

This model allows for more accurate securing of appropriate financial resources. The fixed price of contracted electricity is often associated with financial risk borne by the producer of electricity from renewable energy sources, and thus affects the return on investment. Therefore, in fixed-price cPPAs, the price of contracted electricity is valued higher than contracts with the energy price determined at the market price. Reducing the fixed

Rys. Ranking firm w zakresie podpisanych umów PPA w 2023 (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)

Fig. Company ranking of signed PPAs in 2023 (data updated for 4Q of 2023)



Źródło: Analiza RE-Source Platform; <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

Source: Analysis of RE-Source; Platform <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

umów z ceną energii określoną po cenie rynkowej. Obniżenie stałej ceny, często wiąże się z przeniesieniem ryzyka inflacji na odbiorcę korporacyjnego. Wytwórca energii elektrycznej z OZE może obniżyć cenę, dodając mechanizm dostosowania ustalonej ceny energii do warunków inflacyjnych.

Fizyczne kontrakty cPPA są często oparte na cenach rynkowych w tzw. modelu discount to market. Oznacza to, że wytwórca energii elektrycznej z OZE sprzedaje energię po cenie spotowej, z ustalonym z góry rabatem np. 3% od ceny rynkowej.

Metody określania ceny energii elektrycznej w ramach kontraktów cPPA mogą również przyjąć formę hybrydową. W 10-letnim kontrakcie cPPA po pewnym okresie np. po 5 latach, strony umowy na podstawie uzgodnionych postanowień zawartej umowy cPPA, mogą dostosować cenę do bieżących warunków rynkowych.

9. Instrumenty Korporacji Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych w zakresie gwarantowania umów cPPA

28 września br. weszła w życie znowelizowana ustawa o ubezpieczeniach gwarantowanych przez Skarb Państwa, która reguluje działalność KUKE (Korporacja Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych S.A.), jako polskiej agencji kredytów eksportowych. Wśród nowych rozwiązań wspierających krajowych przedsiębiorców w ich rozwoju na rynkach zagranicznych, w szczególności w Ukrainie, znalazły się również przepisy umożliwiające włączenie KUKE w proces krajowej transformacji energetycznej. Co ważne, nie jest przy tym wymagany tzw. komponent eksportowy. Chodzi o wsparcie umów i inwestycji realizowanych na terytorium naszego kraju umożliwiających „rozpoczynanie, kontynuowanie lub rozwijanie działalności gospodarczej wnoszącej istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu”.

price often involves transferring the risk of inflation to the corporate recipient. A producer of electricity from renewable energy sources can reduce the price by adding a mechanism to adjust the energy price to inflation conditions.

Physical cPPA contracts are often based on market prices in the so-called discount to market model. This means that the producer of electricity from renewable energy sources sells energy at a spot price, with a predetermined discount, e.g. 3% from the market price.

Methods for determining the price of electricity under cPPA contracts may also take a hybrid form. In a 10-year cPPA contract, after a certain period, e.g. after 5 years, the parties to the contract, based on the agreed provisions of the concluded cPPA contract, may adjust the price to current market conditions.

9. Export Credit Insurance Corporation's instruments for cPPA agreements

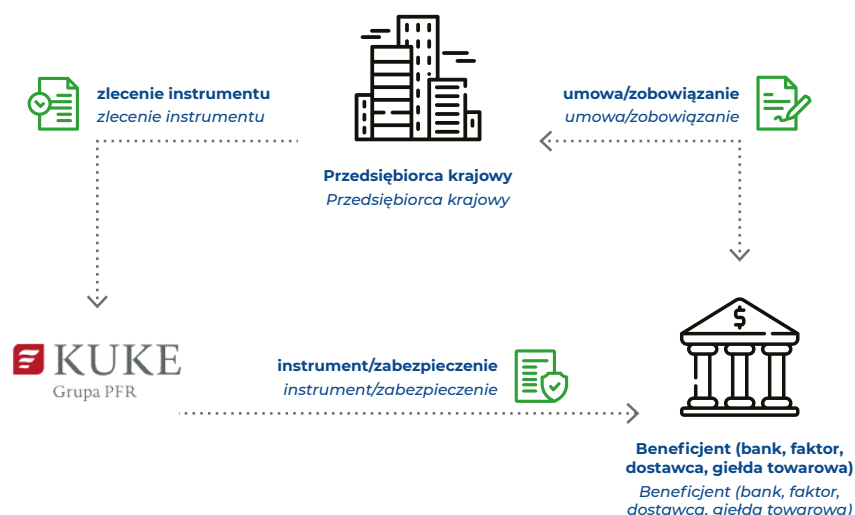
On the September 28, 2023 the amended Act on Insurances Guaranteed by the State Treasury entered into force. The act regulates the activities of Export Credit Insurance Corporation (hereafter: ECIC), as a Polish export credit agency. The implemented provisions state new solutions supporting domestic entrepreneurs in their development on foreign markets, in particular in Ukraine. The act also includes regulations enabling the involvement of ECIC in the process of national energy transition due to the fact that so-called export component is not required. The regulations aim at supporting agreements and investments located in the territory of Poland, which enable “starting, continuing or developing business activities that make a significant contribution to mitigating climate change.”

Kolejnym krokiem wynikającym z wejścia w życie nowych uprawnień dla KUKE będzie przygotowanie konkretnych rozwiązań, które w jak najszerszy sposób będą mogły być wykorzystywane przez krajowych przedsiębiorców w ich bieżącej działalności związanej z przechodzeniem na nisko- i zeroemisyjne źródła energii. Z założenia będą to produkty zabezpieczające różnego rodzaju zobowiązania przedsiębiorców będących klientami KUKE wobec podmiotów udzielających im różnych form finansowania począwszy od kredytów bankowych, umów faktoringowych, zobowiązań wobec dostawców wynikających z kredytów kupieckich, aż po rozliczenia prowadzone na giełdach towarowych i umowy typu cPPA związane z zakupem energii elektrycznej. Beneficjenci takiego instrumentu będą zabezpieczeni od ryzyka spłaty zobowiązań przedsiębiorcy zgodnie z warunkami i terminami określonymi w umowie zawartej między przedsiębiorcą, a podmiotem finansującym przedsiębiorcę. Z założenia instrument będzie funkcjonował na zasadach rynkowych i powinien być prosty i dostępny dla jak najszerszego grona przedsiębiorców – głównymi warunkami determinującymi jego udzielenie powinno być przeznaczenie tj. działania na rzecz łagodzenia zmian klimatu oraz ocena zdolności finansowych przedsiębiorcy.

The next step resulting from the entry into force of the new authorizations for ECIC will be the preparation of specific solutions that can be widely used by domestic entrepreneurs in their current activities related to the transition to low- and zero-emission energy sources. In principle, these will be products securing various types of liabilities of entrepreneurs who are ECIC clients towards entities providing them with various forms of financing, ranging from bank loans, factoring agreements, liabilities to suppliers regarding trade credits, to settlements conducted on commodity exchanges and cPPA contracts related to the purchase of electricity. The beneficiaries of such an instrument will be protected from the risk of repayment of the entrepreneur's liabilities in accordance with the conditions terms specified in the agreement concluded between the entrepreneur and the entity financing the entrepreneur. The instrument will operate on market principles and should be simple and accessible to the widest possible group of entrepreneurs. The main conditions determining its granting should be the purpose, i.e. activities to mitigate climate change and the assessment of the entrepreneur's financial capacity.

Rys. 6. Poglądowy schemat instrumentu oferowanego przez KUKE

Fig. 6. Illustrative diagram of the instrument



Źródło: Opracowanie KUKE S.A.

Source: ECIC analysis

Aktywność KUKE w obszarze transformacji energetycznej wymaga jeszcze uzyskania zgód ze strony Komisji Europejskiej. W przypadku agencji kredytów eksportowych z naszego kontynentu są to ciągle unikalne rozwiązania. Podstawowym argumentem za włączeniem KUKE w te procesy jest m.in. duże doświadczenie korporacji w działaniu w formule project finance, jak i w organizowaniu i zabezpieczaniu finansowania dużej wartości. A zakłada się, że koszt tej transformacji w latach 2021–2040 może sięgnąć 1,6 bln zł.

10. Zastosowanie indeksów w umowach cPPA

Jednym z wyzwań negocjacji prowadzonych w ramach ustalania postanowień umowy cPPA jest wycena zobowiązań w długim okresie realizacji tego kontraktu, tj. 10 – 15 lat. Określanie ceny kontraktowanej energii elektrycznej jest skomplikowanym procesem, gdyż nie ma w tym zakresie jednej powszechnie akceptowalnej metody. Poszczególni wytwórcy energii z OZE co do zasady wyceniają koszt energii elektrycznej w kontrakcie cPPA przy zastosowaniu różnych indeksów, a tym samym różnica w cenie energii pomiędzy innymi wytwórcami może różnić się nawet o 20-30%.

Indeks cPPA to zazwyczaj zbiór danych dotyczących cen energii elektrycznej zarejestrowanych w określonym czasie i uśrednionych według opisanego algorytmu. Indeksy cPPA są to ceny energii elektrycznej sprzedawanej na podstawie kontraktów cPPA w określonym terminie realizacji. Na przykład indeks cPPA Q1-25 dla kontraktów 10 letnich jest to uśredniona cena energii elektrycznej oparta na wycenie wielu kontraktów cPPA zawartych na okres 10 lat, których realizacja rozpocznie się w pierwszym kwartale 2025 roku.

Indeksy cPPA mogą odzwierciedlać ceny energii elektrycznej wytwarzanej z konkretnej technologii OZE. W tym przypadku mówimy o indeksach technicznych. Przykładem takiego indeksu może być indeks Towarowej Giełdy Energii (TGE) dedykowany energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach fotowoltaicznych - TGePVM lub dedykowany energii elektrycznej wytwarzanej z lądowych farm wiatrowych – TGeONSHOREm. Oba indeksy są aktualizowane co miesiąc na podstawie standardowych profili produkcji energii elektrycznej z farm

ECIC's activity in the field of energy transition still requires approval from the European Commission. In the case of export credit agencies from our continent, these are still unique solutions. The basic argument for including ECIC in these processes is, among others: extensive corporate experience in operating in the project finance formula, as well as in organizing and securing high-value financing. It is assumed that the cost of this transition in the years 2021–2040 may reach PLN 1.6 trillion.

10. Implementation of cPPA indices

One of the challenges of negotiations conducted as part of determining the provisions of the cPPA agreement is the valuation of liabilities over the long period of implementation of this contract, i.e. 10 - 15 years. Determining the price of contracted electricity is a complicated process because there is no universally accepted method. Individual producers of energy from renewable energy sources generally price the cost of electricity in the cPPA contract using different indices, and thus the difference in energy prices between other producers may vary by as much as 20-30%.

The cPPA index is usually a set of electricity price data recorded over a specific period of time and averaged according to a described algorithm. cPPA indices are the prices of electricity sold under cPPA contracts within a specific execution date. For example, the Q1-25 cPPA index for 10-year contracts is the average price of electricity based on the valuation of many cPPA contracts concluded for a period of 10 years, the implementation of which will start in the first quarter of 2025.

cPPA indices may reflect the prices of electricity produced from a specific renewable energy technology. In this case we are talking about technical indices. An example of such an index may be the index of the Polish Power Exchange (TGE) dedicated to electricity generated in photovoltaic installations - TGePVM or dedicated to electricity generated from onshore wind farms - TGeONSHOREm. Both indices are updated monthly based on standard electricity production profiles from solar farms or onshore wind farms.

fotowoltaicznych lub lądowych farm wiatrowych. Wspomniane indeksy odzwierciedlają ceny dla wybranej technologii i profilu produkcji (z ang. capture price), czyli średnią cenę energii elektrycznej z OZE możliwą do osiągnięcia przez daną technologię w danych warunkach geograficznych. Równolegle TGE publikuje również indeksy miesięczne w oparciu o uśredniony rozkład godzinowy.

Odbiorca korporacyjny negocjujący warunki kontraktu cPPA, może wykorzystać indeks techniczny jako punkt referencyjny w rozmowach na temat wysokości ceny energii elektrycznej oferowanej przez wytwórcę energii z OZE. Porównywanie ceny energii elektrycznej kontraktowanej w ramach negocjowanego kontraktu cPPA z konkretnym indeksem, jest metodą określania stosunku wartości kontraktu cPPA do oczekiwanej średniej rynkowej ceny energii elektrycznej.

Poniżej przedstawiono opisy indeksów publikowanych przez Towarową Giełdę Energii²⁷.

TGeONSHOREm – średnia ważona cena za całodobowe dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu, obliczona z uwzględnieniem poziomu efektywności wytwarzania energii elektrycznej z lądowych źródeł wiatrowych zlokalizowanych na terytorium Polski w poszczególnych godzinach doby w stosunku do całego dnia dostawy, z uwzględnieniem wyłącznie transakcji na godzinowych instrumentach rynku dnia następnego.

TGePVM – średnia ważona cena za całodobowe dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu, obliczona przy użyciu wag wskazujących efektywność wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych na terytorium Polski w poszczególnych godzinach doby w stosunku do całego dnia dostawy i uwzględniająca wyłącznie transakcje na godzinowych instrumentach RDN.

The above-mentioned indices reflect prices for the selected technology and production profile (capture price), i.e. the average price of electricity from renewable energy sources that can be achieved by a given technology in given geographical conditions. At the same time, TGE also publishes monthly indices based on an average hourly distribution.

A corporate buyer negotiating the terms of a cPPA contract may use the technical index as a reference point in discussions about the price of electricity offered by a RES energy producer. Comparing the price of electricity contracted under a negotiated cPPA contract with a specific index is a method of determining the ratio of the value of the cPPA contract to the expected average market price of electricity.

Below are descriptions of the indices published by the Polish Power Exchange²⁷:

TGeONSHOREm – weighted average price for 24-hour electricity supply in a given month, calculated taking into account the level of efficiency of electricity generation from onshore wind sources located in Poland in individual hours of the day in relation to the entire delivery day, taking into account only transactions on hourly market instruments the next day.

TGePVM – weighted average price for 24-hour electricity supply in a given month, calculated using weights indicating the efficiency of electricity generation from photovoltaic sources in the territory of Poland in individual hours of the day in relation to the entire delivery day and taking into account only transactions on hourly DAM instruments.

27 TGE - Aktualność: Towarowa Giełda Energii wprowadza nowe indeksy dla sektora OZE, https://www.tge.pl/aktualnosci-tge-czytaj?cmn_id=91483&title=Towarowa+Gie%C5%82da+Energii+wprowadza+nowe+indeksy+dla+sektora+OZE

27 PPE - News: Polish Power Exchange introduces new indices for the renewable energy sector, https://www.tge.pl/aktualnosci-tge-czytaj?cmn_id=91483&title=Towarowa+Gie%C5%82da+Energii+wprowadza+nowe+indeksy+dla+sektora+OZE

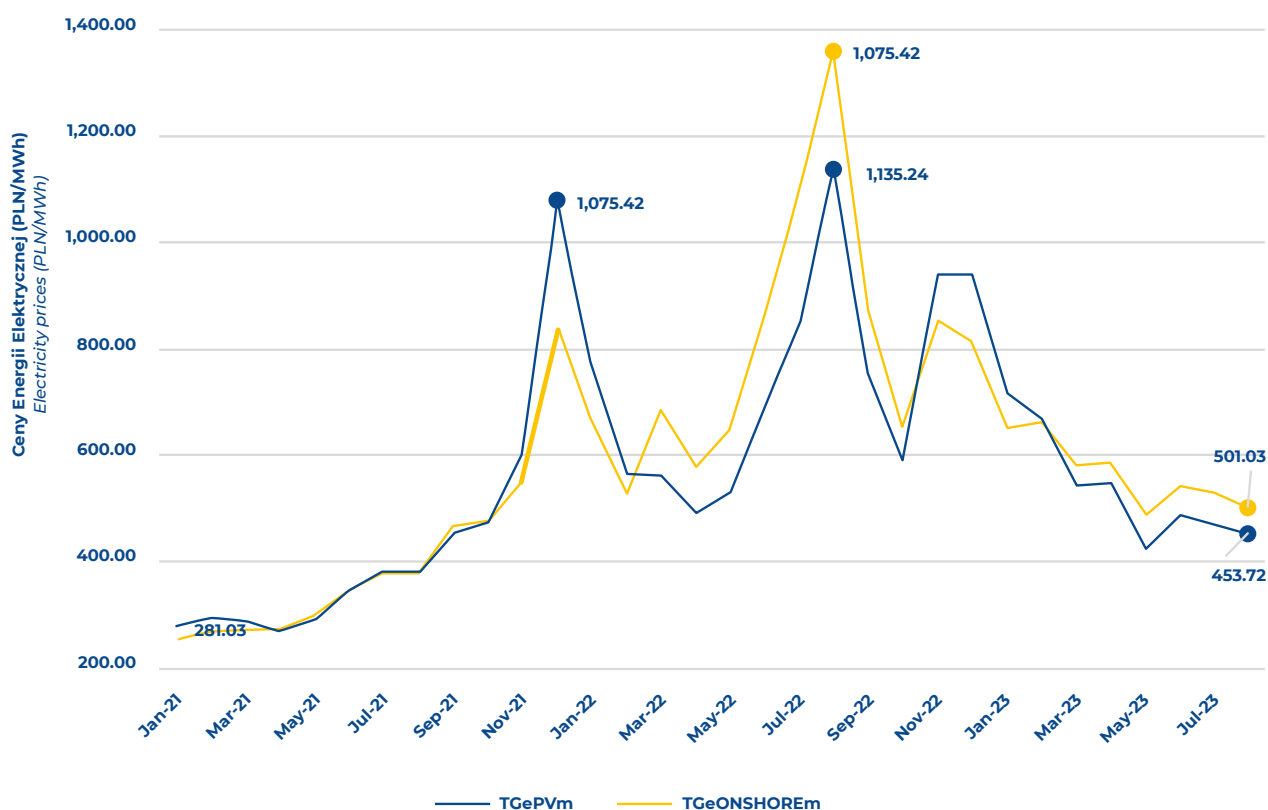
TGeBASEm – stanowi punkt odniesienia dla TGeONSHOREm i TGePVM. TGeBASEm wskazuje cenę energii elektrycznej za miesiąc dostawy, obliczoną jako średnia arytmetyczna ze średnich ważonych wolumenem cen godzinowych, uwzględniająca wyłącznie transakcje na godzinowych instrumentach RDN.

TGeBASE_WAvg - odpowiada średniej miesięcznej cenie ważonej wolumenem na RDN i wskazuje średnią cenę energii elektrycznej zakontraktowanej na tym rynku w danym miesiącu, a tym samym może zostać wykorzystana do obliczenia łącznej wartości tej energii.

TGeBASEm – is a reference point for TGeONSHOREm and TGePVM. TGeBASEm indicates the price of electricity for a month of delivery, calculated as the arithmetic mean of volume-weighted average hourly prices, taking into account only transactions on hourly DAM instruments.

TGeBASE_WAvg - corresponds to the average monthly volume-weighted price on the DAM and indicates the average price of electricity contracted on this market in a given month, and thus can be used to calculate the total value of this energy.

Rys. 7. Ceny Energii Elektrycznej na podstawie indeksów technicznych TGePVM i TGeONSHOREm w latach 2021-2023
Fig. 7. Electricity Prices based on technical indices TGePVM and TGeONSHOREm between 2021-2023



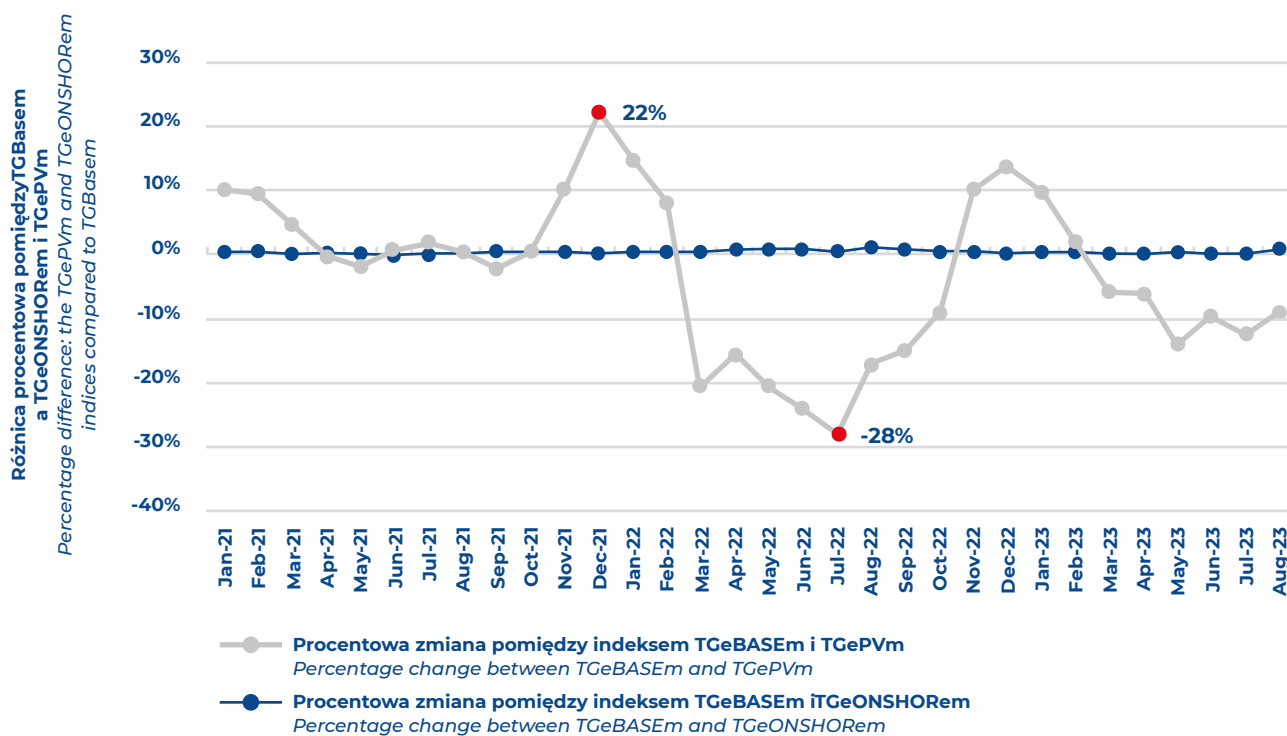
Źródło: Opracowanie DNV na podstawie danych z TGE
 Source: DNV analysis based on the Polish Power Exchange data

Wykres na rysunku nr 7 przedstawia historyczne ceny energii elektrycznej wyrażone w PLN/MWh, raportowane przy wykorzystaniu indeksów technicznych TGE: TGePVM oraz TGeONSHOREm. Przedstawione dane obejmują okres od stycznia 2021 r. do lipca 2023 r. Wykres wskazuje, że według indeksu TGeONSHOREm w sierpniu 2022 r. cena energii elektrycznej osiągnęła najwyższy pułap cenowy – 1357,60 PLN/MWh. Natomiast według indeksu TGePVM cena energii elektrycznej w tym okresie wynosiła 1135,24 PLN/MWh.

The chart in Figure 7 shows historical electricity prices expressed in PLN/MWh, reported using TGE technical indices: TGePVM and TGeONSHOREm. The data presented cover the period from January 2021 to July 2023. The chart shows that according to the TGeONSHOREm index, in August 2022 the price of electricity reached the highest price ceiling - PLN 1,357.60/MWh. However, according to the TGePVM index, the price of electricity in this period was PLN 1,135.24/MWh.

Rys. 8. Procentowa różnica w cenie energii elektrycznej wynikająca z indeksów TGePVM oraz TGeONSHOREm względem TGeBasem

Fig. 8. Percentage difference in the price of electricity resulting from the TGePVM and TGeONSHOREm indices compared to TGeBasem



Źródło: Opracowanie DNV na podstawie danych z TGE
Source: DNV analysis based on Polish Power Exchange data

Na rysunku nr 8 można zaobserwować, że różnica w cenie energii elektrycznej w okresie od stycznia 2021 r. do sierpnia 2023 r. pomiędzy indeksem TGeBASEm i TGeONSHOREm jest minimalna. Indeks TGeONSHOREm jest bardzo podobny w cenie do indeksu TGeBASEm w okresie całego roku. Natomiast indeks techniczny TGePvm wykazuje znacznie większą sezonowość w porównaniu do indeksu TGeBASEm. Z zaprezentowanych danych wynika, że indeks TGePvm jest cenowo bardziej konkurencyjny niż TGeBASEm w okresie pomiędzy marcem a październikiem 2022 r. wskazując niższe ceny energii elektrycznej w porównaniu do indeksu TGeONSHOREm. Z powyższego wynika, że zastosowanie przez klienta korporacyjnego indeksu technicznego TGePvm w kontrakcie cPPA może znacząco przyczynić się do niższej ceny energii elektrycznej i dodatkowych oszczędności. Należy jednak wskazać, że indeks TGePvm charakteryzuje się również dużą zmiennością cenową w krótkim okresie przez co jest mniej stabilny a tym samym wahania cen mogą być mniej przewidywalne.

10.1. Inne mechanizmy określania cen energii w umowach cPPA

Pomimo faktu, że indeksy techniczne są powszechnie dostępne dla odbiorców korporacyjnych, cena energii elektrycznej w kontraktach cPPA jest często wyznaczana przy wykorzystaniu indeksów Rynku Dnia Następnego.

W przypadku umów cPPA powszechną praktyką jest stosowanie Fixing I lub TGe24, które są publikowane przez TGE. Fixing I to nazwa systemu kursu jednolitego cen energii dla każdej godziny dnia następnego, wyznaczanego przez TGE codziennie o godzinie 10:30. Tge24 jest średnią arytmetyczną godzinowych cen energii dla dnia następnego. Fixing I oraz TGe24 są stosowane w kontraktach cPPA, w których cena energii elektrycznej jest oparta na cenach rynku hurtowego.

Indeksy publikowane przez TGE nie są jedynymi indeksami, które mogą być użyte przy negocjowaniu warunków kontraktów cPPA. Innym przykładem giełdy towarowej, która podjęła wyzwanie indeksowania kontraktów cPPA jest Europejska Giełda Surowców – European Energy Exchange (EEX).

Figure 8 shows that the difference in the price of electricity in the period from January 2021 to August 2023 between the TGeBASE and TGeONSHOR index is minimal. The TGeONSHORE index is very similar in price to the TGeBASE index throughout the year. However, the TGePvm technical index shows much greater seasonality compared to the TGeBASE index. The presented data show that the TGePvm index is more price competitive than TGeBASEm in the period between March and October 2022, indicating lower electricity prices compared to the TGeONSHORE index. It follows from the above that a client's use of the TGePvm corporate technical index in a cPPA contract can significantly contribute to a lower electricity price and additional savings. However, it should be noted that the TGePvm index is also characterized by high price volatility in the short term, which makes it less stable and therefore price fluctuations may be less predictable.

10.1. Other mechanisms for determining energy prices in cPPAs

Despite the fact that technical indices are widely available to corporate customers, the price of electricity in cPPA contracts is often determined using Day Ahead Market indices.

In the case of Polish cPPAs contracts, it is common practice to use Fixing I or TGe24, which are published by TGE. Fixing I is the name of the single rate system for energy prices for each hour of the next day, determined by the Polish Power Exchange every day at 10:30. Tge24 is the arithmetic average of hourly energy prices for the next day. Fixing I and TGe24 are used in cPPA contracts in which the price of electricity is based on wholesale market prices.

The indices published by TGE are not the only indices that can be used when negotiating the terms of cPPA contracts. Another example of a commodity exchange that has taken up the challenge of indexing cPPA contracts is the European Energy Exchange (EEX). EEX has introduced 10-year

EEX wprowadziło 10 letnie kontrakty typu futures na rynek niemiecki, hiszpański i włoski. Kontrakt typu futures stanowią na giełdzie, prawną umowę kupna lub sprzedaży określonej ilości energii w wyznaczonym przedziale czasowym, po z góry określonej cenie w konkretnym momencie w przyszłości. W celu ułatwienia handlu na giełdzie, kontrakty typu futures są ujednolicone pod względem jakości i ilości.

Podczas, gdy indeksy na TGE służą głównie do wyznaczania cen dla konkretnej technologii, kontrakty stosowane na EEX to kontrakty typu baseload o stałej cenie energii elektrycznej zawierane na 10 lat.

Zarówno indeksy techniczne TGE czy długoterminowe kontrakty typu futures stosowane na EEX mają na celu osiągnięcie:

- ➔ większej transparentności cen energii elektrycznej,
- ➔ usprawnić zarządzanie ryzykiem związanym z ceną energii elektrycznej w długim okresie,
- ➔ Przyczynić się do rozwoju rynku energii odnawialnej i zwiększania liczby zawieranych kontraktów cPPA.

Kontrakty typu futures mogą być punktem referencyjnym dla długoterminowych kontraktów cPPA. Jednak ostateczna cena energii elektrycznej w kontraktach cPPA, jest zazwyczaj negocjowana podczas bilateralnych rozmów pomiędzy stronami umowy - wytwórcą energii elektrycznej z OZE oraz odbiorcą.

Najprawdopodobniej wraz z popularyzacją kontraktów cPPA będzie rosła potrzeba rozwoju indeksów cPPA. Będą one szczególnie przydatne w przypadku wyceniania niezrealizowanych zobowiązań zawartych w kontrakcie cPPA powstających w momencie zerwania umowy pomiędzy stronami.

Jednym z wyzwań przy opracowywaniu indeksów cPPA jest to, że bazują na ograniczonym zakresie danych. Aby indeks miał praktyczne zastosowanie, musi być oparty na jak największej liczbie danych, określających ceny energii elektrycznej w zawartych kontraktach cPPA. Im więcej funkcjonujących w danym okresie czasu źródeł wytwórczych OZE, tym większa liczba wycen energii elektrycznej z tych aktywów wytwórczych. Tym samym rośnie

futures contracts on the German, Spanish and Italian markets. On a stock exchange, a futures contract is a legal agreement to buy or sell a specific amount of energy in a specified time period, at a predetermined price at a specific point in the future. To facilitate trading on the exchange, futures contracts are standardized in quality and quantity.

While the indices on TGE are mainly used to determine prices for a specific technology, the contracts used on EEX are baseload contracts with a fixed electricity price concluded for 10 years.

Both TGE technical indices and long-term futures contracts used on EEX aim to achieve:

- ➔ greater transparency of electricity prices,
- ➔ improve risk management related to electricity prices in the long term,
- ➔ Contribute to the development of the renewable energy market and increasing the number of concluded cPPA contracts.

Contracts Futures can be a reference point for long-term cPPA contracts. However, the final price of electricity in cPPA contracts is usually negotiated during bilateral talks between the parties to the contract - the producer of electricity from RES and the recipient.

Most likely, as cPPA contracts become popular, the need to develop cPPA indices will increase. They will be particularly useful in the case of valuing unfulfilled obligations contained in a cPPA contract that arise when the contract is broken between the parties.

One of the challenges in developing cPPA indexes is that they are based on a limited range of data. For the index to be of practical use, it must be based on as much data as possible determining electricity prices in concluded cPPA contracts. The more renewable energy generation sources operating in a given period of time, the greater the number of valuations of electricity from these generation assets. Thus, the liquidity of electricity

płynność cen energii elektrycznej, dzięki czemu zwiększa się prawdopodobieństwo, że konkretny indeks będzie odzwierciedlał rzeczywistą wartość kontraktów cPPA w danym czasie.

Rozwój indeksów CPPA może mieć pozytywny wpływ na zwiększenie transparentności i płynności umów cPPA oraz usprawnić sposób wyceniania zobowiązań kontraktowych przez wytwórców energii elektrycznej z OZE.

11. Uwarunkowania rynkowe przy zawieraniu umów cPPA

Jak już zostało wskazane we wcześniejszych rozdziałach, cena energii elektrycznej jest wartością zmienną. Dynamika cen energii elektrycznej opiera się na wskaźnikach podaży i popytu (z ang. supply and demand), które przekładają się na wahania tych cen. Duży wpływ na ceny energii elektrycznej ma wielkość zapotrzebowania na nią w konkretnym przedziale czasowym.

Ponadto poziom ceny energii elektrycznej zmienia w zależności od następujących czynników:

- czynniki makroekonomiczne,
- czynniki geopolityczne,
- rozbudowa infrastruktury magazynowania energii,
- ceny innych surowców,
- koszty związane z emisją dwutlenku węgla,
- elektroenergetyczne połączenia przesyłowe z innymi państwami,
- rozwój legislacji związanej z sektorem energetycznym.

Pomimo, że w Polsce zwiększa się liczba instalacji fotowoltaicznych oraz postępuje rozwój morskiej energetyki wiatrowej, zakłada się, że w latach 2027-2030, ceny rynkowe energii elektrycznej wykażą trend wzrostowy. Ceny energii elektrycznej będą

prices increases, which increases the probability that a specific index will reflect the actual value of cPPA contracts at a given time.

The development of CPPA indices may have a positive impact on increasing the transparency and liquidity of cPPA contracts and improve the way contractual liabilities are valued by producers of electricity from renewable energy sources.

11. Key fundamentals behind the cPPA agreements

Following on the previous chapters, the price of electricity is a variable value in time. The dynamics of electricity prices is based on supply and demand. As a rule of thumb, when demand for electricity is higher than available energy supply in the system, price of electricity is rising. In conversion, lower demand but higher energy supply result in falling electricity prices. Changes in supply and demand results in price fluctuations. The cost of energy is driven by number of fundamental factors that influence supply and demand for electricity.

The key drivers behind price fluctuations can be described as follows:

- macroeconomic factors,
- geopolitical factors,
- expansion of energy storage infrastructure,
- prices of other raw materials,
- costs related to carbon dioxide emissions,
- electricity transmission connections with other countries,
- development of legislation related to the energy sector.

Even though the number of photovoltaic installations in Poland is increasing and the development of offshore wind energy is progressing, it is assumed that energy wholesale market prices of electricity may increase in 2027-2030. The increase

rosły, ponieważ niewystarczająca skala inwestycji w nowe aktywa wytwórcze OZE nie zrównoważy niedoborów energii produkowanej przez wygaszane elektrownie węglowe. Trend wzrostowy będzie związany ze zwiększającym się popytem na energię elektryczną, a także presją na szybką realizację założeń związanych z dekarbonizacją przemysłu do 2030 roku. Trzeba też wziąć pod uwagę rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla, które będą miały wpływ na polski miks energetyczny z racji ciągle stosunkowo dużego udziału paliw kopalnych.

Zgodnie z zasadą „merit order” energia z OZE jest produkowana i przesyłana do sieci częściej niż energia z konwencjonalnych źródeł. Ta zasada ma fundamentalny wpływ na pułap cenowy energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii. Nadprodukcja energii elektrycznej z OZE może prowadzić nawet do negatywnych, ujemnych cen za energię elektryczną na rynku hurtowym. Ten efekt, jest określany jako efekt kanibalizacji i występuje w wielu państwach. W Polsce w czerwcu 2023 r. również odnotowano ujemne ceny energii elektrycznej.

Jedną z możliwości jest, że ograniczenie paliw kopalnych w polskim miksie energetycznym będzie odczuwalne dopiero w latach 2030-2035. Zakłada się, że po roku 2030 ceny energii elektrycznej ustabilizują się i będą wykazywać tendencje spadkowe. Po okresie spadków cen energii może nastąpić kolejny okres względnej stabilizacji. Uśrednione ceny energii elektrycznej w skali roku, będą się kształtować na podobnym poziomie. Z racji tego, że udział energii odnawialnej w polskim miksie energetycznym będzie się stopniowo powiększał, można przypuszczać, że ceny energii elektrycznej będą zmieniały się w krótkim okresie czasu (np. na rynku dnia następnego).

Rok 2040 może przynieść zasadnicze zmiany w poziomie cen energii elektrycznej na polskim rynku. Na podstawie proponowanych założeń Polityki Energetycznej Polski do 2040 szacuje się, że w 2040 r. polski miks energetyczny powinien składać się w co najmniej 50% z energii elektrycznej z OZE. Można przypuszczać, że koszty magazynowania energii oraz koszty budowy magazynów energii zasadniczo spadną, co przyspieszy rozwój całego sektora OZE. Magazyny energii, wprowadzone

in price will be driven by energy demand. An insufficient scale of investments in new renewable energy generation assets will not offset the shortages of energy produced by decommissioned coal-fired power plants. The decarbonisation of the industry and reduction of fossil fuel generator assets may distort a balance between supply of renewable energy sources and demand for energy. We should also consider rising prices of carbon dioxide emission allowances. Rising cost of EUA will affect the cost of the Polish energy mix due to the still relatively large share of fossil fuels.

According to the “merit order” principle, energy from renewable energy sources is produced and transmitted to the grid at the lower cost than energy from conventional sources. This rule has a fundamental impact on the price for electricity produced from renewable energy sources. Overproduction of electricity from renewable energy sources may even lead to lower prices for electricity on the wholesale market. This effect is referred to as the cannibalization effect and occurs in many countries. In Poland, negative electricity prices were also recorded in June 2023.

One of the options is that the reduction of installed capacity from fossil fuels in the Polish energy mix will be felt only in the years 2030-2035. The energy transition from fossil fuel energy mix to renewable energy may trigger the volatility of prices. After 2030 we may expect that energy transition will reach maturity, so electricity prices may stabilize and show a downward trend. After a period of declines in energy prices, we should consider another period of relative stabilisation. The period of stabilisation may be defined by an average annual electricity price around the same level year on year. However, due to greater share of renewable energy in the Polish energy mix, we may consider eventuality of higher energy price volatility, in particular in Day-Ahead Market (DAM).

We consider that the year 2040 may bring fundamental changes in the level of electricity prices on the Polish market. According to the proposed assumptions of Poland's Energy Policy until 2040, it is estimated that in 2040 the Polish energy mix should consist of at least 50% of electricity from renewable energy sources. It may be assumed that the costs of energy storage and the costs of building energy storage facilities will significantly decrease, which will accelerate the development

na szerszą skalę, pozwolą na niwelowanie ryzyka niedoborów energii i zmienności cen energii elektrycznej. Ponadto możliwe jest, że polski miks energetyczny zostanie wzbogacony o energię atomową. Efektem nakładania się wszystkich powyższych czynników, będzie stopniowe zmniejszanie się cen energii elektrycznej. Oczekuje się, że do 2050 r. ceny rynkowe energii elektrycznej będą oscylowały w wysokości 25-30% obecnych rocznych uśrednionych cen krajowych²⁸. Obniżenie średnich cen za energię elektryczną, pozwoli na rozwój infrastruktury wodorowej i wprowadzenie alternatywy dla paliwa gazowego na większą skalę.

Jeden z dostępnych scenariuszy wskazuje, że ceny energii w Polsce mogą stopniowo obniżyć się w dłuższym przedziale czasowym do 2050. Spadek cen nie będzie liniowy, ale poprzedzony umiarkowanym wzrostem, wynikającym z transformacji energetycznej. Może to być spowodowane wygaszaniem siłowni konwencjonalnych takich, jak elektrownie węglowe oraz niewystarczającym przyrostem mocy zainstalowanych aktywów wytwórczych OZE. Po okresie wzrostu cen energii elektrycznej przewiduje się, że nastąpi okres stabilizacji cen przypadający na lata 2035-2040. Będzie to czas kiedy podaż i popyt na energię elektryczną będzie zrównoważony. Trend zniżkowy, będzie wynikiem mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną, w wyniku wprowadzonych procesów dekarbonizacji oraz rozbudową infrastruktury wytwarzania energii elektrycznej z OZE.

Jedną z możliwości jest, że wraz ze zwiększaniem mocy zainstalowanej ze źródeł OZE, różnica w cenach energii elektrycznej pomiędzy Polską, a innymi państwami europejskimi będzie stopniowo malała. Będzie to miało bezpośredni wpływ na zrównanie poziomów cen energii elektrycznej w tych państwach.

Przewidywane zmiany cen energii elektrycznej w okresie 2030-2050 oraz reforma struktury rynku energii w UE, będą wpływały na liczbę zawieranych kontraktów cPPA oraz sposób określania postanowień umownych. Zakłada się, że w okresach kiedy ceny rynkowe energii elektrycznej będą miały tendencję wzrostową, będzie rosła podaż na kontrakty cPPA. Umowy cPPA będą alternatywą dla rosnących cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Taka

of the entire renewable energy sector. Energy storage on a larger scale will help to mitigate the risk of energy shortages and volatility of electricity prices. It is also possible that the Polish energy mix will be enriched with nuclear energy. The result of the combination of all the above factors will be a gradual reduction in electricity prices. By 2050, electricity market prices are expected to be around 25-30% of current annual average national prices²⁸. Lowering average prices for electricity will allow the development of hydrogen infrastructure and the introduction of an alternative to gas fuel on a larger scale.

One of the available scenarios indicates that energy prices in Poland may gradually decline over a longer period of time until 2050. The price decline will not be linear but will be preceded by a moderate increase resulting from the energy transition period. This may be caused by the phasing out of conventional power plants, such as coal-fired power plants, and the insufficient increase in the capacity of installed renewable energy generation assets. After a period of increase in electricity prices, it is expected that there will be a period of price stabilization in the years 2035-2040. Supply and demand for electricity may be well balanced. Subsequently, we consider the period with a downward trend which will be the result of lower demand for electricity as an effect of the decarbonization initiative and the expansion of the infrastructure for generating electricity from renewable energy sources.

One of the possibilities is that along with the rising installed capacity from renewable energy sources, the difference in generation profile and electricity prices between Poland and other European countries may gradually decrease. This will have a direct impact on equalizing electricity price levels in European countries.

Expected changes in electricity prices in the period 2030-2050 and the reform of the structure of the energy market in the EU will affect the number of cPPA contracts concluded and the method of defining contractual provisions. It is assumed that in periods when electricity market prices will tend to increase, demand for cPPA contracts will increase. cPPAs contracts will be an alternative solution to rising electricity prices on the wholesale market. This

28 Oszacowano na podstawie danych zebranych przez twórców raportu.

28 Estimated based on data collected by the report's authors

sytuacja miała miejsce, w 2022 r. kiedy ceny energii elektrycznej wzrosły w wyniku wojny na Ukrainie. Wielu przedsiębiorców wykorzystywało kontrakty cPPA jako sposób na obniżenie kosztów zakupu energii elektrycznej w długim przedziale czasowym.

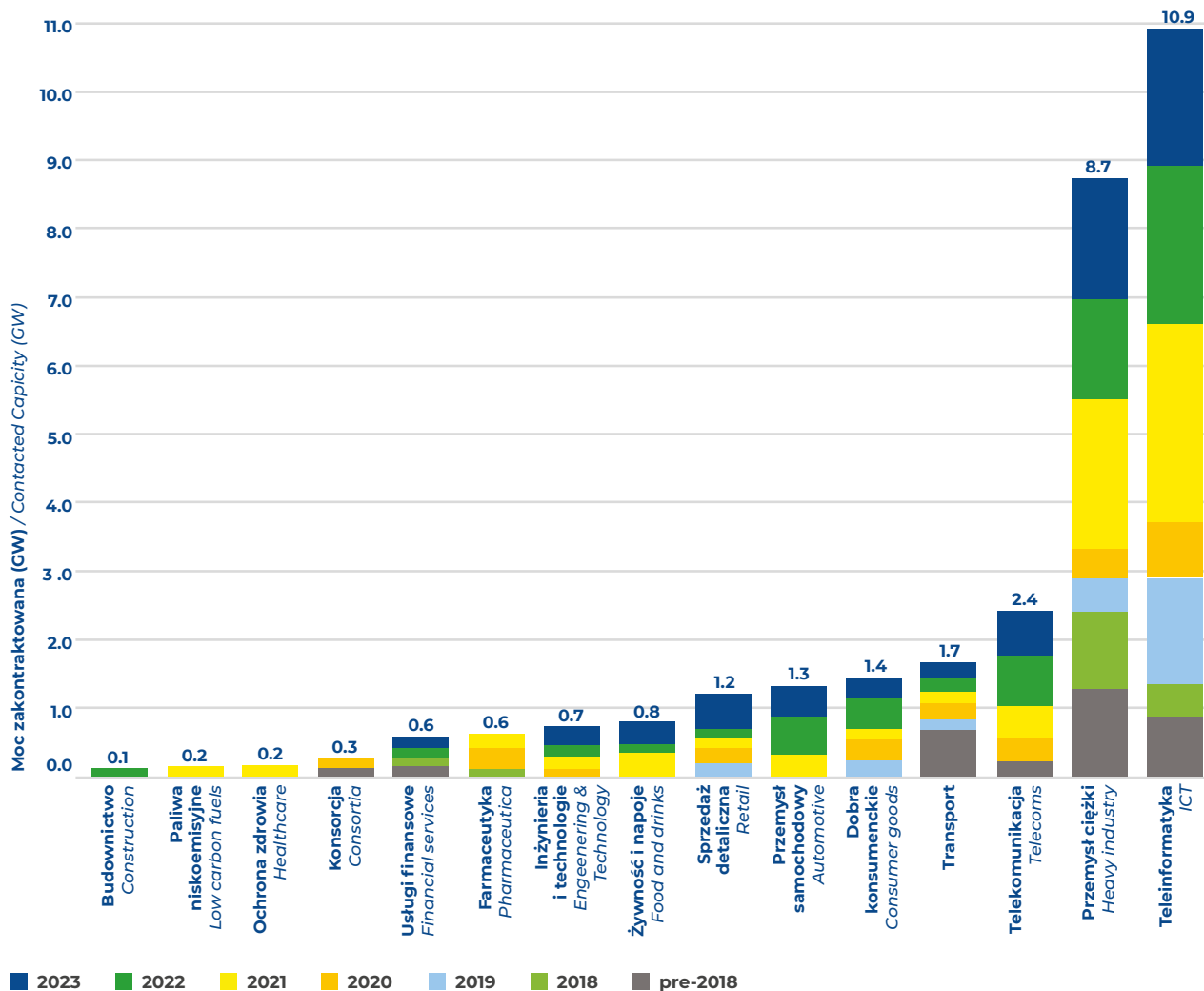
Zakłada się również, że długość okresu na jaki są zawierane kontrakty cPPA ulegnie zmianie co będzie związane ze zmieniającymi się potrzebami odbiorców korporacyjnych. Krótkoterminowe kontrakty cPPA będą zyskiwać na popularności. Jeszcze w 2018 r. kontrakty cPPA zawierane na okres 15-20 lat były standardem. Od 2022 r. rośnie zainteresowanie kontraktami 10 letnimi. Coraz częściej przedsiębiorcy dążą do zawarcia kontraktu cPPA na okres 5-7 lat. Zakłada się również, że w okresie rosnących cen energii na rynku hurtowym, kontrakty cPPA z stałą ceną będą bardziej pożądane. Natomiast w okresie stabilizacji i spadku cen energii elektrycznej, kontrakty cPPA z indeksacją do rynku hurtowego będą cieszyły się większym zainteresowaniem.

situation occurred in 2022 when electricity prices increased as a result of the war in Ukraine. Many corporates used cPPA contracts as a way to reduce the costs of purchasing electricity in the long term.

It is also assumed that the tenor of cPPA will change due to new needs of corporate customers. Short-term cPPAs will become increasingly popular. Back in 2018, cPPA contracts concluded for a period of 15-20 years were standard. From 2022, there is an increasing interest in 10-year contracts. More and more often, corporates looking for cPPA contract for a period of 5-7 years. In addition to the change in tenor of cPPA contract, we would like to draw attention to the pricing mechanism in the contractual structure. It is assumed that in the view of rising wholesale energy prices, fixed price of cPPA contracts will be more desirable while during the period of stabilization and decline in electricity prices, cPPA contracts with indexation to the wholesale market will be more popular.

Rys. Podpisane umowy PPA z podziałem na sektory w 2023 (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)

Fig. Signed PPAs by sectors in 2023 (data updated for 4Q of 2023)



12. Umowy cPPA na rynku wodorowym

Polski rynek wodorowy jest w fazie kształtowania, dlatego aktualnie w Polsce nie są jeszcze zawierane kontrakty wodorowe Hydrogen Purchase Agreement (HPA)²⁹. Główne założenia tworzonego rynku wodoru są uregulowane w Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040³⁰. Eksperti wskazują, że na 2030 r. przewidziano dążenie do osiągnięcia mocy zainstalowanej z niskoemisyjnych źródeł i procesów na poziomie 2 GW która umożliwi produkcję 200 000 ton wodoru rocznie, co pokryje 99,4% zapotrzebowania na wodór w gospodarce narodowej.³¹

Zakłada się, że w przyszłości, kontrakty wodorowe zawierane w Polsce będą w dużej części tożsame z kontraktami wodorowymi powszechnie stosowanymi w innych państwach europejskich. Takie umowy są co do zasady hybrydami kontraktów stosowanych przy zakupie paliwa gazowego tj. gazu naturalnego lub LNG, ale zawierają również postanowienia typowe dla kontraktów GPA (Gas Purchase Agreement)³².

29 Umowa na sprzedaż wodoru (HPA) – Estudio Legal Hernandez, <https://estudiolegalhernandez.com/hydrogen-purchase-agreement-hpa/>

30 Załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (poz. 1138)

31 Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski, Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych, Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/9_Analiza_potencjalu_tehnologii_wodorowych_opracowanie.pdf

32 Umowa sprzedaży gazu ziemnego: definicja i wzór, <https://www.contractscounsel.com/t/us/natural-gas-sales-agreement>

12. cPPA agreements in the Green Hydrogen Market space

The Polish hydrogen market is in the development phase. As such, the contractual mechanisms to offtake hydrogen (namely via a Hydrogen Purchase Agreement²⁹) are in their infancy. The Polish Hydrogen Strategy fires the starting pistol on growing this nascent market to 2030, with additional options considered through to 2040³⁰. According to the experts, Poland is on the path to achieve 2 GW of hydrogen installed capacity from low-emission sources by 2030³¹. This will enable the production of almost 200,000 tons of hydrogen per year, covering 99.4% of targeted demand for hydrogen in the national economy. In order to realise this target, the hydrogen contractual landscape in Poland needs to underpin this at an incredible pace and scale.

As one might expect, contracts signed in Poland will reflect standards of contracts seen in other European countries ahead of the hydrogen curve. Such contracts are, in principle, hybrids of contracts used for the purchase of gaseous fuel, i.e., natural gas or LNG. They also contain provisions typical of GPA contracts (Gas Purchase Agreement)³².

29 Hydrogen Purchase Agreement - Estudio Legal Hernandez, <https://estudiolegalhernandez.com/hydrogen-purchase-agreement-hpa/>

30 Annex to Resolution No. 149 of the Council of Ministers of November 2, 2021 (item 1138)

31 Hydrogen Technologies Center, Institute of Energy, Faculty of Management, University of Warsaw, Institute of Ecology of Industrial Areas, Analysis of the potential of hydrogen technologies in Poland until 2030 with a perspective until 2040, https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/9_Analiza_potencjalu_tehnologii_wodorowych_opracowanie.pdf

32 Natural Gas Sales Agreement: Definition & Sample, <https://www.contractscounsel.com/t/us/natural-gas-sales-agreement>

Obecne, kontrakty typu HPA są w większości tworzone na podstawie modelu umów zlecenia (z ang. tolling agreement)³³ lub na podstawie kontraktów kupna – sprzedaży (z ang. sale and purchase agreement)³⁴. Umowy HPA często określają cenę energii elektrycznej na podstawie kontraktu różnicowego typowego dla finansowych kontraktów cPPA lub kontraktów low carbon hydrogen agreement – LCHA³⁵.

Umowa typu tolling agreement to umowa, w której jedna ze stron dysponuje surowcami np. energią elektryczną z instalacji OZE, a druga strona przetwarza energię, aby otrzymać końcowy produkt według specyfikacji strony dysponującej surowcami. Na przykład: wytwórca energii z farm fotowoltaicznych podpisuje umowę z firmą posiadającą elektrolizery, w ramach tego kontraktu energia wytworzona w instalacji fotowoltaicznej jest wykorzystana w procesie elektrolizy. Wytwórca energii z OZE będzie właścicielem wodoru powstałego w procesie elektrolizy i będzie mógł nim swobodnie dysponować.

Umowa kupna – sprzedaży jest to umowa, w ramach której właściciel elektrolizerów kupuje energię elektryczną od wytwórcy energii z OZE w celu produkcji zielonego wodoru. Po stronie właściciela elektrolizerów leży wynegocjowanie warunków umowy umożliwiających prowadzenie stałej produkcji wodoru. Przerwy w dostawie energii z aktywów wytwórczych OZE lub jej niewystarczający wolumen mogą zaburzyć pracę elektrolizerów i uniemożliwić prawidłową produkcję wodoru.

Zakłada się, że w przyszłości tego typu umowy będą również podstawą rozwoju rynku produkcji wodoru w Polsce.

33 Tolling Agreement: wszystko, co powinienś wiedzieć, <https://www.contractsounsel.com/t/us/tolling-agreement>

34 Umowa kupna-sprzedaży: co to jest?, <https://www.contractsounsel.com/t/us/purchase-and-sale-agreement>

35 Umowa dotycząca niskoemisyjnego wodoru: Standardowe Warunki, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1177336/low-carbon-hydrogen-agreement-standard-terms-and-conditions.pdf

Current HPAs contracts are mostly created on the basis of the tolling agreement model³³ or sale and purchase agreements³⁴. HPAs often determine the price of electricity on the basis of a contract for difference typical of financial cPPA contracts or low carbon hydrogen agreements (LCHA)³⁵.

A tolling agreement is an agreement in which one party has raw materials, e.g. electricity from a renewable energy installation, and the other party processes the energy to obtain the final product according to the specifications of the party having the raw materials. For example: a producer of energy from photovoltaic farms signs a contract with a company that owns electrolyzers, under which the energy generated in the photovoltaic installation is used in the electrolysis process. The renewable energy producer will be the owner of the hydrogen produced in the electrolysis process and will be able to dispose of it freely.

The purchase and sale agreement allows an electrolyser owner to directly purchase electricity from a renewable energy producer in order to produce green hydrogen. It is the responsibility of the owner of electrolyzers to negotiate the terms of the contract enabling continuous hydrogen production to make it economically advantageous. Interruptions in the supply of energy from renewable energy generation assets or its insufficient volume may disrupt the operation of electrolyzers and prevent proper hydrogen production.

We would expect that these types of agreements will create a foundation of Polish Hydrogen Agreements in the future.

33 Tolling Agreement: Everything You Should Know, <https://www.contractsounsel.com/t/us/tolling-agreement>

34 Purchase and Sale Agreement: What Is It?, <https://www.contractsounsel.com/t/us/purchase-and-sale-agreement>

35 Low Carbon Hydrogen Agreement: Standard Terms and Conditions, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1177336/low-carbon-hydrogen-agreement-standard-terms-and-conditions.pdf

12.1. Zastosowanie umów typu proxy generation PPA

Kolejnym rodzajem umowy, który może mieć szczególne zastosowanie w konstrukcji zobowiązań wodorowych, jest model z wykorzystaniem kontraktów typu proxy generation PPA (pgPPA)³⁶. PgPPA to rodzaj umowy, w którym wytwórca energii z OZE bierze na siebie większość ryzyk związanych z zaopatrzeniem elektrolizerów w energię w zamian za sprzedaż uzgodnionego wolumenu wyprodukowanego wodoru. Umowa pgPPA to innowacyjny rodzaj finansowego kontraktu PPA, który przenosi ryzyko operacyjne całkowicie na wytwórcę OZE w zamian za dodatkową opłatę ponoszoną przez odbiorcę.

W modelu pgPPA ilość energii jest oparta na formule matematycznej, określającej ilość energii wyprodukowanej w instalacjach OZE z uwzględnieniem empirycznych danych naukowych oraz optymalnych warunków operacyjno-pogodowych dla danej technologii OZE. Oznacza to, że zgodnie z pgPPA ilość zakontraktowanej energii elektrycznej nie jest odzwierciedleniem rzeczywistego wolumenu wytwarzanej energii, ale raczej odzwierciedleniem tego, co powinno zostać wyprodukowane - tj. obliczonym szacunkiem, który jest „wskaźnikiem zastępczym” dla rzeczywistego wytwarzania. Wytwórca energii elektrycznej z OZE bierze na siebie ryzyko operacyjne i zobowiązuje się dostarczyć ilość energii, która wynika z formuły matematycznej.

Umowa kupna – sprzedaży oraz pgPPA stanowią kontrakty zwyczajowo wykorzystywane w przypadku wytwórców wodoru, którzy jednocześnie posiadają aktywa wytwórcze energii elektrycznej z OZE. Jeżeli klient korporacyjny jest w posiadaniu instalacji energii elektrycznej z OZE lub posiada udziały w produkcji takiej energii, która

36 Umowy PPA PROXY GENERATION – kolejna ewolucja umów PPA dla nabywców korporacyjnych i przemysłowych, https://orrick.blob.core.windows.net/orrick-cdn/Proxy_Generation_PPAs.pdf

12.1. The use of proxy generation PPA contracts

An alternative model which may prove favourable in some instances is the proxy generation PPA (pgPPA) model³⁶. The PgPPA is a type of agreement in which the renewable energy producer takes on most of the risks related to supplying electrolyzers with energy, in exchange for the sale of the agreed volume of produced hydrogen. The pgPPA contract is an innovative type of financial PPA contract that transfers operational risk associated with supplying electricity entirely to the renewable energy producer in exchange for an additional fee borne by the off-taker. This way, the off-taker may have a greater probability that energy will be delivered without any interruption of supply.

In the pgPPA model, the amount of energy is based on a mathematical formula determining the amount of energy produced in renewable energy installations, taking into account empirical scientific data, operational conditions and weather conditions for a given renewable energy technology. This means that under the pgPPA, the amount of electricity contracted is not a reflection of the actual volume of energy produced. It instead reflects the electricity required for an idealised electrolyser system- a “proxy” for actual generation). The producer of electricity from renewable energy sources takes on the operational risk and undertakes to provide the amount of energy resulting from the mathematical formula.

Both purchase and sale agreement and the pgPPA agreement are typically used in the case of hydrogen producers who also own electricity generation assets from renewable energy sources. If a corporate client owns a renewable energy installation or has shares in the production of such energy, which is then delivered to the electrolyser

36 PROXY GENERATION PPAs - The Next Evolution of PPAs for the Corporate & Industrial Buyer, https://orrick.blob.core.windows.net/orrick-cdn/Proxy_Generation_PPAs.pdf

jest następnie dostarczana do wytwórcy wodoru (operatora elektrolizerów), postanowienia takiej umowy mogą być ustalane na zasadach przewidzianych dla umów typu tolling agreement.

Strukturyzowanie i negocjowanie umów typu HPA, jest złożonym procesem, gdyż obie strony muszą wziąć pod uwagę ryzyka związane z produkcją i dostarczeniem energii odnawialnej, a także ryzyka związane z produkcją i dostarczeniem zielonego wodoru. Oprócz ryzyk operacyjnych, strony negocjowanego kontraktu muszą uwzględnić ryzyko zmienności cen, zmienność wolumenu produkowanej energii z OZE a tym samym zmienność wolumenu produkowanego wodoru, a także ryzyko związane z kredytowaniem. Cały proces negocjowania warunków umów typu HPA wymaga oszacowania kosztów poszczególnych etapów produkcji zielonego wodoru oraz dopasowania zobowiązań kupującego i sprzedającego.

Planowane kierunki rozwoju polskiego rynku wodorowego wskazują, że wyżej analizowane typy kontraktów wodorowych mogą mieć w przyszłości bezpośrednie zastosowanie na polskim rynku. Polska ma duży potencjał do rozwoju rynku wodoru w Europie Środkowej. Wierzymy, że to tylko kwestia czasu, kiedy umowy zakupu wodoru staną się kontraktowane w Polsce.

owner, a tolling agreement is oftentimes the sensible option.

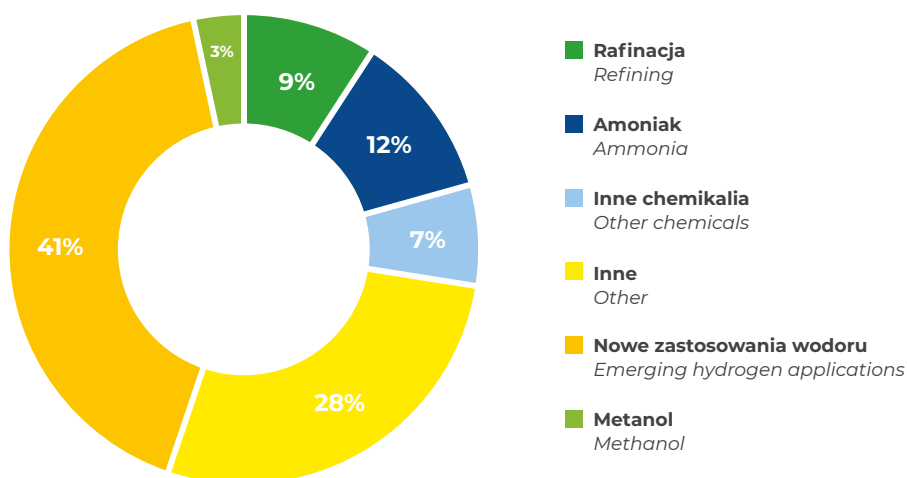
Structuring and negotiating HPA contracts is a complex process. Both parties must take into account the risks associated with the production and supply of renewable energy, as well as the risks associated with the production and delivery of green hydrogen. In addition to operational risks, the parties to the negotiated contract must consider the risk of price volatility, variability of the volume of energy produced from renewable energy sources and, therefore, variability of the volume of hydrogen produced. All of which pose additional financing challenges. The entire process of negotiating the terms of HPA contracts requires estimating the costs of individual stages of green hydrogen production and matching the obligations of the buyer and seller.

The planned directions of development of the Polish hydrogen market indicate that the types of hydrogen contracts analysed above may have direct application on the Polish market in the future. Poland has a big potential to develop hydrogen market in Central Europe. We believe that this is only a matter of time, when Hydrogen Purchasing Agreement will become a part of contractual norm in Poland.

Rys. Udział zapotrzebowania na czysty wodor według zastosowania końcowego
Fig. Share of clean hydrogen demand by end-use

Źródło: Krajobraz europejskiego rynku wodoru. Listopad 2023 (Raport 01). European Hydrogen Observatory; <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/>

Source: The European hydrogen market landscape. November 2023 (Report 01). European Hydrogen Observatory; <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/>



13. Polski rynek cPPA w 2024 r.

Umowy cPPA są narzędziem przyspieszającym polską transformację energetyczną. Przewiduje się, że w 2024 r. kontrakty cPPA będą w dalszym ciągu cieszyły się dużym zainteresowaniem ze strony polskich firm poszukujących możliwości kontraktowania zielonej energii. Zakłada się, że w 2024 r. polscy przedsiębiorcy będą chętnie korzystali z umów cPPA w celu zabezpieczenia określonych wolumenów energii z OZE. Klienci korporacyjni postrzegają tego typu rozwiązanie za jeden z łatwiejszych sposobów zapewnienia sobie czystej energii po stałej cenie.

Przewiduje się, że w 2024 r. kwestie związane z ceną energii elektrycznej, będą oprócz kwestii środowiskowych, w dalszym ciągu jednymi z głównych czynników wpływających na chęć zawieranie umów cPPA przez odbiorców. Ceny energii elektrycznej negocjowane w ramach umów cPPA są zazwyczaj niższe od cen jakie mogą otrzymać na rynku energii a tym samym zapewniają odbiorcom większe oszczędności.

Ponadto w 2024 r. konsumenci korporacyjni poprzez kontrakty cPPA będą w dalszym ciągu zabezpieczyć się przed ewentualnymi wahaniami cen energii elektrycznej. Wojna w Ukrainie oraz ingerencje Państwa w ceny energii pokazała, że rynki nie są w odpowiednim stopniu przygotowane na podobne problemy, dlatego odbiorcy upatrują w nich szanse swego rodzaju stabilizacji dającej im pewną przewidywalność cen energii w długim okresie. Oczywiście cały czas pozostaje aktualny czynnik zielonej energii, jako gwarancji ograniczenia wpływu działalności na środowisko.

Należy przy tym wskazać, że w ocenie autorów tego opracowania rynek umów cPPA w Polsce jest już ukształtowany, a deweloperzy instalacji OZE coraz częściej patrzą na umowy cPPA jako realną alternatywę dla aukcyjnego systemu wsparcia. Jednocześnie ogólna dostępność wypracowanych międzynarodowych standardów (w postaci wzorów umów na fizyczną i wirtualną sprzedaż energii

13. Polish cPPA market in 2024

cPPAs are considered to be tools accelerating the Polish energy transition. It is expected that in 2024, cPPA contracts will continue to attract the great interest of Polish companies looking for opportunities to contract green energy. It is assumed that in 2024, Polish entrepreneurs will willingly use cPPA agreements to secure volumes of energy from RES. Corporate consumers see this type of solution as one of the most convenient ways to purchase clean energy at a fixed price.

It is expected that in 2024, issues related to the price of electricity and environmental issues, will continue to be one of the main factors influencing consumers' willingness to conclude cPPA agreements. Electricity prices negotiated under cPPA agreements are usually lower than the prices available on the energy market and provide consumers with higher financial savings.

Moreover, in 2024, corporate consumers will continue to protect themselves against possible fluctuations in electricity prices by concluding cPPA contracts. The war in Ukraine and state interference in energy prices have shown that markets are not adequately prepared for similar problems. This is the reason why consumers find cPPA contracts the opportunities for some kind of stabilization providing them with predictability of electricity prices in the long term. Of course, the green energy factor will be still relevant guarantee of reducing the industry impact on the environment.

In the opinion of the authors of this report, there is a market for cPPAs in Poland and developers of RES installations are increasingly looking at cPPAs as a viable alternative to the auction support system. At the same time, the general availability of developed international standards (in the form of model contracts for the physical and virtual sale

elektrycznej, o czym piszemy w części 4 tego raportu), w połączeniu ze swobodą zawierania umów, daje stronom kontraktów cPPA przestrzeń dla dużej indywidualizacji i zaadaptowania warunków umownych do ich potrzeb i preferencji. Oczywiście z poszanowaniem dla obowiązków regulacyjnych i wymogów banków, czy innych instytucji finansujących daną instalację OZE, o czym poniżej.

Dla długoterminowych umów cPPA kluczowe będą przemyślane i kompleksowe klauzule adaptacyjne. Klauzule te mają bowiem służyć przede wszystkim temu, by pomimo zmian prawnych, czy rynkowych, umowa cPPA wciąż mogła być wykonywana w modelu/na warunkach akceptowalnych dla obu stron. Dzięki wbudowanemu elementowi renegotiacji, umowa cPPA staje się trwalsza i odporna na wydarzenia zewnętrzne, niezależne od stron. Jednocześnie elementy te, a więc możliwość adaptacji relacji umownej, w tym głównych elementów zobowiązania (ceny, instrumentu bazowego) nie są przewidziane w aukcyjnym systemie wsparcia. Z tej perspektywy, przy założeniu dążenia do poszanowania interesów obu stron umowy, instrument jakim jest umowa cPPA ma przewagę nad ścisłymi ramami wsparcia aukcyjnego.

W ocenie autorów tego opracowania rynek cPPA w Polsce jest ukształtowany, a deweloperzy instalacji OZE coraz częściej patrzą na te umowy jak na realną alternatywę dla aukcyjnego systemu wsparcia. Jednocześnie ogólna dostępność wypracowanych międzynarodowych standardów (w postaci wzorów umów na fizyczną i wirtualną sprzedaż energii elektrycznej, o czym piszemy w części 2 tego opracowania), w połączeniu z dozwoloną swobodą umów, daje stronom cPPA przestrzeń dla dużej indywidualizacji i zaadaptowania warunków umownych do ich potrzeb i preferencji. Oczywiście z poszanowaniem dla obowiązków regulacyjnych i wymogów banków, czy innych instytucji finansujących daną instalację OZE, o czym poniżej.

Dla długoterminowych cPPA kluczowe będą przemyślane i kompleksowe klauzule adaptacyjne. Klauzule te mają bowiem służyć przede wszystkim temu, by pomimo zmian prawnych,

of electricity, which we described in Part 2 of this report), combined with the freedom of contract principle, gives the parties to cPPAs room for flexibility and adaptation of contractual terms to their needs and preferences. Of course, respecting the regulatory obligations and requirements of the banks or other institutions financing the RES installation in question, as discussed below.

For long-term cPPAs, thoughtful and comprehensive adaptation clauses will be key. This is because these clauses are primarily intended to ensure that, despite legal or market changes, the cPPA can still be performed in a mutually acceptable model and terms. With the built-in element of renegotiation, the cPPA becomes more durable and resilient to external events beyond the control of the parties. At the same time, these elements, i.e. the possibility to adapt the contractual relationship, including its main elements (price, base instrument), are not provided for in the auction support system. From this perspective, assuming that the interests of both contractual parties are sought to be respected, the cPPA has advantages over the strict framework of the auction support.

Moreover, in the opinion of the authors of this report, there is a market for cPPAs in Poland and developers of RES installations are increasingly looking at cPPAs as a viable alternative to the auction support system. At the same time, the general availability of developed international standards (in the form of model contracts for the physical and virtual sale of electricity, which we described in Part 2 of this report), combined with the freedom of contract principle, gives the parties to cPPAs room for flexibility and adaptation of contractual terms to their needs and preferences. Of course, respecting the regulatory obligations and requirements of the banks or other institutions financing the RES installation in question, as discussed below.

For long-term cPPAs, thoughtful and comprehensive adaptation clauses will be key. This is because these clauses are primarily intended to ensure

czy rynkowych, cPPA wciąż mogła być wykonywana w modelu/ na warunkach akceptowalnych dla obu stron. Dzięki wbudowanemu elementowi renegocjacji, cPPA staje się trwalsza i odporna na wydarzenia zewnętrzne, niezależne od stron. Jednocześnie elementy te, a więc możliwość adaptacji relacji umownej, w tym głównych elementów zobowiązania (ceny, instrumentu bazowego) nie są przewidziane w aukcyjnym systemie wsparcia. Z tej perspektywy, przy założeniu dążenia do poszanowania interesów obu stron umowy, instrument jakim jest cPPA ma przewagę nad ścisłymi ramami wsparcia aukcyjnego.

W 2024 r. w dalszym ciągu umowy cPPA będą najelastyczniejszym instrumentem, za pomocą którego odbiorcy korporacyjni będą realizowali wskaźniki ESG w kwestiach środowiskowych, które stają się coraz bardziej istotne dla rozwijających się firm. Należy przy tym wskazać, że umowy cPPA oprócz ułatwiania realizacji wskaźników ESG, wpisały się w swoistego rodzaju trend zawierania tego typu umów wśród największych korporacji. Podpisanie każdego kolejnego kontraktu cPPA spotyka się z ogromnym zainteresowaniem całej branży energetycznej oraz jest postrzegane jako wielki sukces w dążeniu do zeroemisyjności.

Zakłada się, że zainteresowanie umowami cPPA w 2024 r. będzie rosło również wśród mniejszych polskich firm, które w wielu przypadkach ze względu na brak określonego ratingu oraz wolumen zużycia często nie pokrywający pełnej produkcji źródła nie są traktowane przez wytwórców OZE jako najlepszy partner do zawierania tego typu umów, co często jest bardzo mylne. Mechanizmy wynikające z planowanej reformy New Electricity Market Design mają ułatwić takim podmiotom dostęp do rynku kontraktów cPPA i umożliwić im kontraktowanie zielonej energii na potrzeby prowadzonej działalności.

Jeden z możliwych scenariuszy wskazuje, że w 2024 r. w Polsce może wzrosnąć liczba umów cPPA zawieranych między wytwórcami OZE a firmami z branży nieruchomości. Coraz więcej firm będzie chciało zakontraktować zieloną energię na potrzeby

that, despite legal or market changes, the cPPA can still be performed in a mutually acceptable model and terms. With the built-in element of renegotiation, the cPPA becomes more durable and resilient to external events beyond the control of the parties. At the same time, these elements, i.e. the possibility to adapt the contractual relationship, including its main elements (price, base instrument), are not provided for in the auction support system. From this perspective, assuming that the interests of both contractual parties are sought to be respected, the cPPA has advantages over the strict framework of the auction support.

In 2024, cPPAs will continue to be the most flexible instrument for corporate off-takers to fulfill ESG indicators on environmental issues, which are becoming increasingly important for development of companies. It should be noted that for the largest companies cPPA agreements are said to be part of a popular trend of concluding this type of agreements. The signing of each cPPA contract meets with great interest from the entire energy sector and is perceived as a great success in the pursuit of zero-emissions business.

It is assumed that interest in cPPA agreements in 2024 will also increase among smaller Polish companies. Due to the lack of appropriate rating and the volume of consumption, which often does not cover the full production of the green energy source, the smaller entities are not treated by RES producers as the potential partner to conclude cPPA. However, in many cases such an opinion of RES generator may be very irrelevant. The mechanisms resulting from the New Electricity Market Design reform, are intended to facilitate access to the cPPA contract market for such entities and enable them to contract green energy for their business activities.

One of the possible scenarios indicates that in 2024, the number of cPPA agreements concluded in Poland between RES producers and real estate companies may also increase. More and

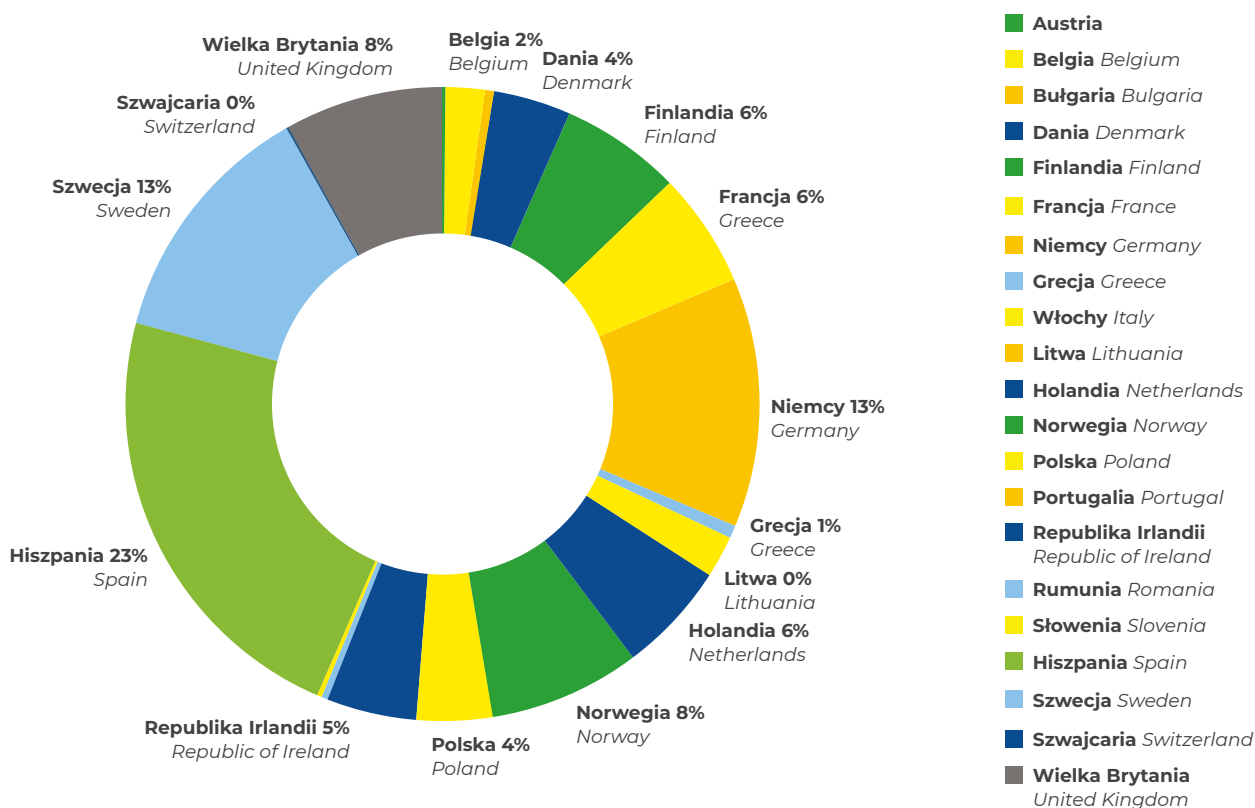
funkcjonowania i utrzymania konkretnych nieruchomości czy też powierzchni biurowych lub magazynowych. Ponadto przewiduje się, że w 2024 r. również jednostki samorządu terytorialnego mogą zainteresować się możliwościami zawierania umów cPPA z wytwórcami OZE do czego zgodnie z polskimi przepisami są uprawnione. Umowy cPPA zawierane z samorządami mogą stworzyć w tym zakresie zupełnie nowy sektor.

Reasumując zakłada się, że w 2024 r. w Polsce trend wzrostowy względem liczby zawartych umów cPPA będzie się utrzymywał. Nie przewiduje się załamania czy też osłabienia tego rynku. Przyjmuje się, że w 2024 r. wytwórcy będą starali się zwiększać liczbę swoich instalacji OZE, a konsumenci korporacyjni coraz częściej będą rozważać zakontraktowanie zielonej energii.

more companies will be willing to contract green energy for the operation and maintenance of their properties and office or warehouse spaces. Moreover, it is expected that in 2024, local government units may also be interested in concluding cPPA agreements with RES producers. According to the Polish law, the local government units are entitled to conclude cPPAs.

To sum up, it is assumed that in 2024 in Poland, the upward trend in the number of concluded cPPA agreements will continue. A collapse or weakening of this market is not expected. It is assumed that in 2024, RES producers will try to increase the number of their RES installations and corporate consumers will be considering contracting of bigger volume of green energy.

Rys. Udział państw w europejskim rynku cPPA w 2023 (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)
Fig. Country share in the European cPPA market in 2023 (data updated for 4Q of 2023)



Źródło: Analiza RE-Source Platform; <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>
Source: Analysis of RE-Source Platform; <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

O autorach:



RE-Source Poland Hub

Fundacja RE-Source Poland Hub to polska platforma współpracy odbiorców i producentów energii z OZE.

Celem Fundacji jest umożliwienie przedsiębiorstwom w Polsce budowania przewag konkurencyjnych w oparciu o tanią i czystą energię ze źródeł odnawialnych. Fundacja podejmuje działania zmierzające do stworzenia otoczenia regulacyjnego sprzyjającego pozyskiwaniu czystej, zielonej energii przez przedsiębiorstwa, na przykład w formie cPPAs.

Fundacja powstała w lipcu 2019 roku, z inicjatywy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, aby wspierać transformację energetyczną w Polsce. RE-Source Poland Hub działa w ścisłej współpracy z RE-Source Platform.

www.resourcepoland.pl



Szymon Kowalski

Szymon Kowalski, wiceprezes RE-Source Poland Hub, ekspert rynku energii związany z sektorem energetycznym od 15 lat. Wieloletni pracownik największych grup energetycznych w Polsce (TAURON Polska Energia S.A., PGE Energia Odnawialna S.A.) gdzie zajmował wysokie stanowiska menadżerskie. Był również pracownikiem Administracji publicznej szczebla centralnego biorąc czynny udział w pracach przy tworzeniu krajowych i unijnych regulacji w obszarze sektora energetycznego. Aktualnie współpracuje między innymi z Agencją Rozwoju Przemysłu S.A. gdzie jest odpowiedzialny za przygotowanie i rozwój działalności Grupy w obszarze budowy Odnawialnych Źródeł Energii oraz pozyskania energii dla spółek z Grupy. Aktywnie działa w organizacjach branżowych wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, obecnie m.in. Wiceprezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.

About the authors:

RE-Source Poland Hub

The RE-Source Poland Hub Foundation is the Polish platform for cooperation between the renewable energy producers and energy off-takers.

The Foundation's mission is to support companies in Poland in building their business competitiveness on the basis of the emission-free, affordable electricity from renewables. The foundation activities are focused on creating a regulatory framework favourable for corporate renewable electricity sourcing in Poland, e.g. in the form of cPPAs.

The RE-Source Poland Hub was founded by the Polish Wind Energy Association in July 2019 to facilitate the energy transition in Poland and works closely with the international RE-Source platform.

Szymon Kowalski, Vice President of RE-Source Poland Hub – an energy market expert involved in the energy sector for 15 years. Long-time employee of the largest energy groups in Poland (TAURON Polska Energia S.A., PGE Energia Odnawialna S.A.) where he held senior managerial positions. He was also a public administration employee at the central level, taking an active part in the development of national and EU regulations in the energy sector. At present he cooperates, among others, with the ARP S.A. (Industrial Development Agency) where he is responsible for the preparation and development of the Group's activities in the area of construction of Renewable Energy Sources and energy acquisition for the Group's companies. He is actively involved in industry organizations supporting the development of renewable energy sources in Poland, and currently is, among others, Vice President of the Polish Wind Energy Association.



Piotr Czopek

Piotr Czopek – absolwent politologii w zakresie studiów europejskich na Akademii Świętokrzyskiej w Kielcach oraz studiów podyplomowych na Uniwersytecie Warszawskim oraz Collegium Civitas w zakresie Globalizacji oraz Bezpieczeństwa Energetycznego. Od 2008 r. pracownik Ministerstwa Gospodarki, następnie Ministerstwa Energii, gdzie w Departamencie Energetyki, a następnie Departamencie Energii Odnawialnej i Rozproszonej zajmował się zagadnieniami związanymi z rozwojem OZE oraz energetyką rozproszoną, prosumencką. Od 2019 r. jako dyrektor Departamentu Energii Odnawialnej (Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii) w Ministerstwie Energii, a następnie w Ministerstwie Aktywów Państwowych i Ministerstwie Klimatu i Środowiska wdrażał koncepcję klastrów energii oraz tworzył regulacje wspierające rozwój energetyki rozproszonej. Ponadto, nadzorował prace związane z planowaniem rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz tworzeniem warunków prawnych dla ich dalszego funkcjonowania, w tym w obszarze morskiej energetyki wiatrowej. Od stycznia 2021 r. jako dyrektor ds. regulacji w Polskim Stowarzyszeniu Energetyki Wiatrowej zajmuje się kwestiami związanymi z promowaniem rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, w tym realizacji polskich projektów morskich farm wiatrowych. Od 2022 r. współpracuje z Fundacją RE-Source Poland Hub promując wykorzystanie kontraktów cPPA w kontekście rozwoju projektów OZE oraz wykorzystania zielonej energii w przedsiębiorstwach.



Rafał Malarowski

Zastępca dyrektora w RE-Source Poland Hub zajmujący się kwestiami związanymi z funkcjonowaniem rynku cPPA w Polsce, regulacjami sektora OZE oraz polityką klimatyczną UE. Interesuje się wykorzystaniem OZE w państwach Bliskiego Wschodu i Afryki. Wcześniej pracował jako konsultant w Centrum Inwestycji Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu, gdzie doradzał przy największych inwestycjach realizowanych na terytorium Polski. W latach 2017-2021 pełnił funkcje konsula w Ambasadzie RP w Kairze. Magister prawa oraz orientalista ze specjalnością arabistyka.

Piotr Czopek – graduate of political science in the field of European studies at the Świętokrzyska Academy in Kielce and postgraduate studies at the University of Warsaw and Collegium Civitas in the field of Globalization and Energy Security. From 2008, he worked at the Ministry of Economy, then the Ministry of Energy, where in the Department of Energy, and then the Department of Renewable and Distributed Energy, he dealt with issues related to the development of renewable energy sources as well as distributed and prosumer energy. From 2019, as director of the Renewable Energy Department (Department of Renewable Energy Sources) in the Ministry of Energy, and then in the Ministry of State Assets and the Ministry of Climate and Environment, he implemented the concept of energy clusters and created regulations supporting the development of distributed energy. Additionally, he supervised work related to planning the development of renewable energy sources and creating legal conditions for their further operation, including in the area of offshore wind energy. Since January 2021, as the director of regulation at the Polish Wind Energy Association, he has been dealing with issues related to promoting the development of wind energy in Poland, including the implementation of Polish offshore wind farm projects. Since 2022, he has been cooperating with the RE-Source Poland Hub Foundation promoting the use of cPPA contracts in the context of the development of renewable energy projects and the use of green energy in enterprises.

Deputy director at RE-Source Poland Hub dealing with issues related to the functioning of the cPPA market in Poland, regulations of the renewable energy sector and EU climate policy. Interested in the use of renewable energy in the Middle East and Africa. Previously, he has worked as a consultant at the Investment Center of the Polish Investment and Trade Agency, where he advised on the largest investments carried out in Poland. Between 2017-2021, he has work as a consul at the Embassy of the Republic of Poland in Cairo. Master of Law and bachelor degree in Arabic studies.



DWF

DWF jest międzynarodową kancelarią prawną, działającą w kluczowych sektorach gospodarki. Zatrudnia 4000 osób w 34 lokalizacjach na świecie.

Obszary działalności warszawskiego biura to energetyka odnawialna, ochrona środowiska, fuzje i przejęcia, rynki kapitałowe, nieruchomości, budownictwo i infrastruktura, bankowość, finanse i restrukturyzacja, własność intelektualna, IT, rozstrzyganie sporów, prawo konkurencji, podatki, prawo pracy, a także zamówienia publiczne.

DWF posiada wyróżniający się na rynku zespół doświadczonych prawników specjalizujących się w obsłudze sektora odnawialnych źródeł energii, w tym w szczególności w energetyce wiatrowej i fotowoltaicznej.

To „one-stop-shop” w zakresie regulacji energetyki, aukcji, pozwoleń inwestycyjnych, umów projektowych, ocen oddziaływania na środowisko, zabezpieczania praw do nieruchomości, transakcji i podatków, a także rozwiązywania sporów, w tym mediacji.

Zespół posiada kompleksowe doświadczenie w zakresie umów sprzedaży energii elektrycznej. Doradza wytwórcom, spółkom obrotu i odbiorcom końcowym w zawieraniu takich umów, zarówno w modelu fizycznym, jak i wirtualnym. Są one zawierane na różnych etapach rozwoju inwestycji i służą uzyskaniu finansowania, bądź dotyczą już funkcjonujących instalacji.

Zespół prowadzi szkolenia dla stowarzyszeń branżowych oraz studentów studiów podyplomowych, organizowane przez Szkołę Biznesu przy Politechnice Warszawskiej i Instytut Energetyki Odnawialnej. Znany jest również z doradztwa na rzecz Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej oraz Polskiego Stowarzyszenia Fotowoltaiki, które wspiera w inicjatywach legislacyjnych dotyczących sektora.

www.dwfgroup.com

DWF

DWF is an integrated legal business, operating across key sectors of economy in 34 global locations, with 4,000 employees.

The Warsaw office practices include renewable energy, environment, mergers and acquisitions, capital markets, real estate, construction and infrastructure, banking, finance and restructuring, intellectual property, IT, dispute resolution, competition, tax and employment, as well as public procurement.

DWF has a distinctive team of experienced lawyers providing specialist legal advice and support to the renewable energy sector, including in particular wind and solar power.

It is a one-stop-shop for energy regulatory issues, auctions, investment permitting, project contracts, environmental impact assessment, securing property rights, M&A and tax, as well as dispute resolution, including mediation.

The team has comprehensive experience in power purchase agreements and advises generators, trading companies and end-users in concluding PPAs, including physical and virtual. The agreements are concluded at various stages of investment development and are intended to obtain financing or pertain to installations already in operation.

The team provides training on corporate PPAs to industry associations and postgraduate students, organised by the Business School at the Warsaw University of Technology and the Institute of Renewable Energy. It is also renowned for advising the Polish Wind Energy Association and the Polish Photovoltaics Association, actively participating in legislative initiatives concerning the sector.



dr Karol Lasocki

Dr Karol Lasocki kieruje Departamentem Energetyki Odnawialnej w DWF. Jego doświadczenie zawodowe koncentruje się na odnawialnych źródłach energii, zarówno na lądzie, jak i na morzu, magazynach energii, sieciach i wodorze. Angażuje się w działalność stowarzyszeń i grup parlamentarnych związanych z OZE. Od 2018 r. był ekspertem Parlamentarnego Zespołu ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej oraz – od wielu lat – pozostaje członkiem Komitetu Sterującego Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. Doradza również polskim i zagranicznym przedsiębiorstwom ze wszystkich sektorów przemysłu w kwestiach regulacyjnych. Jest wykładowcą oraz współautorem przewodników rynkowych.

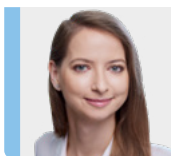
Dr Karol Lasocki heads the Renewable Energy Department at DWF. His expertise focuses on renewable energy sources, both offshore and onshore, energy storage, grids and hydrogen. Dr Karol Lasocki is engaged in the activities of associations and parliamentary groups related to renewable energy sources on a daily basis. From 2018 he was an expert of the Parliamentary Offshore Wind Energy Group and – for many years – continues to serve as a member of the Steering Committee of the Polish Wind Energy Association. He also advises Polish and foreign companies from all sectors of industry on regulatory issues. Dr Karol Lasocki is a lecturer and a co-author of sector reports and guides.



dr Maria Kierska

Dr Maria Kierska jest adwokatem, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej oraz Zespołu Rozwiązywania Sporów i Arbitrażu w DWF. Specjalizuje się w projektach z zakresu rozwoju morskiej i lądowej energetyki wiatrowej, energetyki słonecznej oraz umowach sektora OZE (vPPA, PPA, DSA, BoP, TSA, O&M). Zajmuje się również postępowaniami spornymi przed sądami powszechnymi z zakresu prawa umów handlowych, w tym m.in. umów dostawy, o roboty budowlane (w tym FIDIC), odpowiedzialności odszkodowawczej, a także postępowaniami zabezpieczającymi. Reprezentuje klientów podczas negocjacji i mediacji gospodarczych. Maria doradza również w kwestiach transakcyjnych, regulacyjnych, oraz nieruchomościowych związanych z instalacjami energii odnawialnej w Polsce.

Dr Maria Kierska is an advocate and a Senior Associate, a member of the Renewable Energy and Dispute Resolution and Arbitration Teams at DWF. Maria specialises in offshore, onshore wind and solar development and RES sector agreements (vPPA, PPA, DSA, BoP, TSA, O&M). She focuses on dispute resolution before the common courts concerning commercial, services, delivery and construction contracts (including FIDIC contracts), liability for damages, interim measures and enforcement proceedings, as well as contracts negotiations and commercial mediation. Maria also advises on transactional, regulatory and real estate aspects of renewable energy projects in Poland.



Paulina Stachura

Paulina Stachura jest radcą prawnym, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej w DWF. Specjalizuje się w doradztwie kontraktowym i regulacyjnym na rzecz podmiotów z sektora energetycznego, głównie odnawialnych

Paulina Stachura is an attorney-at-law, a member of the Renewable Energy Department at DWF. Paulina specializes in contractual and regulatory advisory for entities in the energy sector, mainly renewable energy sources,

źródeł energii (w tym morskiej energetyki wiatrowej). W swojej praktyce łączy doświadczenia z pracy zarówno w sektorze prywatnym, jak i publicznym. Doświadczenie zdobywała m.in. w Urzędzie Regulacji Energetyki, zajmując się polskim i europejskim rynkiem energii, unijnymi kodeksami sieci, a także instrukcjami ruchu i eksploatacji sieci. Wspiera inwestorów m.in. w kwestiach dotyczących przyłączania do sieci elektroenergetycznej, systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii, procesie inwestycyjnym, a także negocjacji umów sprzedaży energii elektrycznej (cPPA i vPPA).

including offshore wind farms. In her practice, she combines experience from working in both the private and public sectors. She gained experience in the Energy Regulatory Office, where she worked on the Polish and European electricity market, EU network codes, including instructions on the operation and use of the grid. She supported investors, i.e., grid connection matters, supports schemes dedicated to renewable energy sources, investment process and negotiations of power purchase agreements (cPPA and vPPA).



Jakub Pile

Jakub od prawie dwudziestu lat aktywnie uczestniczy w zakupach energii i zarządzaniu kontraktami dla odbiorców korporacyjnych na całym świecie. W DNV Jakub kieruje Zespołem ds. Zakupów Zielonej Energii, specjalizującym się w doradztwie dla nabywców korporacyjnych w zakresie wdrażania umów korporacyjnych zakupu energii (cPPA) oraz strategii zakupów energii odnawialnej. Zarządza relacjami z globalnymi deweloperami zajmującymi się energią odnawialną. Jakub Wcześniej pracował dla dostawców energii i firm konsultingowych, w tym Centrica, Accenture, Engie Impact i Inspired Energy, wspierając wielu klientów korporacyjnych z różnych branż, takich jak branża spożywcza, rolnictwo, prywatna opieka zdrowotna, banki inwestycyjne i fundusze powiernicze, handel detaliczny oraz firmy zajmujące się inwestycjami w nieruchomości. Jakub ma doświadczenie w doradztwie dotyczącym komercyjnych aspektów zakupów energii z klientami i dostawcami na rynkach energii odnawialnej, w tym w zakresie prognoz budżetowych i cenowych, handlu, zarządzania ryzykiem oraz pozyskiwania różnych kontraktów energetycznych, w tym cPPA i gwarancji pochodzenia energii odnawialnej (Gos i REGO).

Jakub has been actively involved in energy procurement and contract management for corporate buyers worldwide for almost two decades. At DNV, Jakub is leading Green Energy Procurement Team specialising in advising corporate buyers on the implementation of corporate power purchasing agreements (cPPA) and renewable energy procurement strategies. He manages the relationships with global renewable energy developers in DNV's green energy procurement network. Prior to this he worked for energy suppliers and consultancies including Centrica, Accenture, Engie Impact and Inspired Energy, supporting a number of corporate customers in a variety of sectors, such as food and agriculture, health, investment banks, retail, and real estate investment trusts. Jakub is experienced in advisory on commercial aspects of Energy Procurement with customers and suppliers in renewable energy markets, including budget and price forecasts, trading, risk management and in the procurement of various energy contracts including cPPAs and unbundled energy attribute certificates (EACs), such as renewable energy guarantee of origin (REGO) and guarantee of origin (GO) certificates.

WSPÓŁAUTORZY

KUKE S.A.

Korporacja Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych Spółka Akcyjna (KUKE S.A.) pełni rolę oficjalnej agencji ubezpieczeń kredytów eksportowych

CO-AUTHORS

ECIC

The Export Credit Insurance Corporation (ECIC) is the official Polish export credit agency. ECIC is the only insurance company in Poland and has

(export credit agency, ECA) i jako jedyny podmiot w Polsce oferuje ubezpieczenia gwarantowane przez Skarb Państwa wspierające ekspansję krajowych eksporterów na świecie. KUKE aktualnie ubezpiecza transakcje sprzedaży na 120 rynkach – od Kanady po Indonezję i od Meksyku po Zjednoczone Emiraty Arabskie.

KUKE współpracuje z bankami przy transakcjach eksportowych ich klientów ubezpieczając od ryzyka kredytowego oraz politycznego dostarczane przez nie finansowanie. Dzięki temu wiele transakcji ma szansę dojść do skutku i wpłynąć pozytywnie na rozwój i ekspansję polskich przedsiębiorstw. Budowa statku, hotelu czy przepompowni gazu, sprzedaż linii produkcyjnych, pociągów, autobusów albo przejęcie za granicą konkurencyjnej firmy bądź otwarcie w Polsce czy na obcym rynku fabryki to tylko niektóre projekty, w które angażuje się KUKE.

www.kuke.com.pl



Krzysztof Kwaterski

Krzysztof Kwaterski – związany z KUKE od 1994 r. w której praktycznie od samego początku jest zaangażowany we wsparcie krajowych przedsiębiorców w ramach systemu ubezpieczeń gwarantowanych przez Skarb Państwa. Współuczestniczył w tworzeniu szeregu produktów, które od wielu lat są oferowane w KUKE jak i nowych rozwiązań w ramach Systemu Wsparcia Eksportu. W sposób bezpośredni lub pośredni zaangażowany w większość projektów o charakterze inwestycyjnym objętych przez KUKE S.A. ochroną w ramach ubezpieczeń średnio i długoterminowych. Obecnie jako Dyrektor Biura Ubezpieczeń Instytucjonalnych i Gwarancji nadzoruje obszar związany z udzielaniem gwarancji kontraktowych i płatniczych oraz w ramach którego dokonywana jest ocena średnio i długoterminowego ryzyka korporacyjnego oraz ocena ryzyka banków. W 2019 roku otrzymał odznakę „Za zasługi dla ubezpieczeń” przyznaną przez Polską Izbę Ubezpieczeń.

authorization to provide export insurance backed by the State Treasury, helping companies grow abroad. Currently our cover spans 200 export markets – from Canada to Indonesia and from Mexico to the United Arab Emirates.

The ECIC works with banks on their clients' export transactions. The entity covers bank loans financing export projects against credit risk and political risk. By taking on the risk the ECIC allows for a successful conclusion of many deals which otherwise might have fallen through. As a result, its partnership with banks has a positive impact on the development and expansion of Polish companies abroad. The ECIC support all types of projects: building of a ship, construction of a hotel or a gas pumping station, delivery of production lines, trains, buses or acquisition of a rival company abroad or opening a factory in a foreign market are just some of the projects in which we have been involved in the past.

Krzysztof Kwaterski – associated with ECIC since 1994, where practically from the very beginning he has been involved in supporting domestic entrepreneurs under the insurance system guaranteed by the State Treasury. He participated in the establishing of a number of products that have been offered by ECIC for many years, as well as new solutions under the Export Support System. He has been directly or indirectly involved in most investment projects covered by ECIC protection under medium and long-term insurance. Currently, as the Director of the Institutional Insurance and Guarantee Office, he supervises the area related to the granting of contract and payment guarantees, moreover being responsible for medium and long-term corporate risk and bank risk assessment. In 2019, he received the badge "For services to insurance" awarded by the Polish Insurance Association.

Spis rysunków / List of figures

Rys. 1. Rys. 1. Liczba zawartych umów cPPA w latach 2018 - 2023	
Fig. 1. <i>Number of cPPAs concluded between 2018 and 2023</i>	9
Rys. 2. Wolumeny energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach umów cPPA wyrażone w GWh/rok	
Fig. 2. <i>Volumes of electricity sourced under cPPAs in GWh/year</i>	10
Rys. 3. Moc zainstalowana źródeł OZE objętych umowami cPPA w latach 2018 - 2023	
Fig. 3. <i>Installed capacity of RES sources covered by cPPAs between 2018 and 2023</i>	12
Rys. 4. Fizyczny kontrakt cPPA	
Fig. 4. <i>Physical cPPA contract (sleeve)</i>	17
Rys. 5. Wirtualny (finansowy) kontrakt cPPA	
Fig. 5. <i>Virtual (financial) Corporate PPA</i>	20
Rys. Umowy PPAs z podziałem na państwa (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)	
Fig. <i>PPAs by country (data updated for 4Q of 2023)</i>	50
Rys. Przykłady umów cPPA dla morskich farm wiatrowych podpisane w 2022 i 2023	
Fig. <i>Examples of cPPA contracts with offshore wind farms signed in 2022 and 2023</i>	54
Rys. Ranking firm w zakresie podpisanych umów PPA w 2023 (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)	
Fig. <i>Company ranking of signed PPAs in 2023 (data updated for 4Q of 2023)</i>	59
Rys. 6. Poglądowy schemat instrumentu oferowanego przez KUKKE	
Fig. 6. <i>Illustrative diagram of the instrument</i>	61
Rys. 7. Ceny Energii Elektrycznej na podstawie indeksów technicznych TGePVm i TGeONSHOREm w latach 2021-2023	
Fig. 7. <i>Electricity Prices based on technical indices TGePVm and TGeONSHOREm between 2021-2023</i>	64
Rys. 8. Procentowa różnica w cenie energii elektrycznej wynikająca z indeksów TGePVm oraz TGeONSHOREm względem TGBasem	
Fig. 8. <i>Percentage difference in the price of electricity resulting from the TGePVm and TGeONSHOREm indices compared to TGBasem</i>	65
Rys. Podpisane umowy PPA z podziałem na sektory w 2023 (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)	
Fig. <i>Signed PPAs by sectors in 2023 (data updated for 4Q of 2023)</i>	71
Rys. Udział zapotrzebowania na czysty wodór według zastosowania końcowego	
Fig. <i>Share of clean hydrogen demand by end-use</i>	75
Rys. Udział państw w europejskim rynku cPPA w 2023 (dane aktualne na czwarty kwartał 2023)	
Fig. <i>Country share in the European cPPA market in 2023 (data updated for 4Q of 2023)</i>	79



Fundacja RE-Source Poland Hub
www.resourcepoland.pl



DWF
www.dwfgroup.com