



Praca zrealizowana w ramach projektu pt.

Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) (www.er.agh.edu.pl)

współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG/umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19

ANALIZA MOŻLIWOŚCI IMPLEMENTACJI INSTYTUCJI LINII BEZPOŚREDNIEJ DO INSTALACJI OZE

Autorzy:

Krzysztof Fal

Karolina Płońska

Konrad Płoński

Arnold Rabiega



Warszawa, 04 stycznia 2020 r.



ANALIZA DOTYCZĄCA MOŻLIWOŚCI IMPLEMENTACJI INSTYTUCJI LINII BEZPOŚREDNIEJ DO INSTALACJI OZE	3
1. Przedmiot analizy	3
2. Instytucja linii bezpośredniej	3
3. Przyjęty model.....	6
3.1. Własne środki wytwórcze	6
3.2. Kwestie własnościowe	8
3.3. Rozliczenia nadmiaru/niedoboru mocy.	12
4. Identyfikacja ewentualnych barier dla wprowadzenia omawianych modeli	19
5. Inne propozycje zmian mogące zwiększyć atrakcyjność proponowanych modeli	24
SPIS ILUSTRACJI.....	27
SPIS TABEL	27
SPIS ZAŁĄCZNIKÓW	27
BIBLIOGRAFIA	28
ZAŁĄCZNIKI	28

ANALIZA DOTYCZĄCA MOŻLIWOŚCI IMPLEMENTACJI INSTYTUCJI LINII BEZPOŚREDNIEJ DO INSTALACJI OZE

1. Przedmiot analizy

Przedmiotem niniejszej analizy będzie zastosowanie instytucji linii bezpośredniej do instalacji energii odnawialnej oraz możliwość wykorzystania tej instytucji dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce.

Pierwsza część analizy koncentrować się będzie na przedstawieniu szczegółowych założeń instalacji. W tej części przedstawione zostaną teoretyczne podstawy funkcjonowania takiej instalacji, a także przedstawione zostaną instalacje działające na tych zasadach w innych państwach członkowskich Unii Europejskiej. Druga część będzie zawierała analizę prawną zgodności rozwiązania z postanowieniami prawa europejskiego, w szczególności z Rozporządzeniem rynkowym¹ i Dyrektywą rynkową².

2. Instytucja linii bezpośredniej

Instytucja linii bezpośredniej została zdefiniowana zarówno w prawie europejskim, jak i w polskim prawodawstwie. Należy przy tym zauważyć, że polskie prawodawstwo ma charakter następczy względem regulacji europejskiej, tzn. wprowadzenie definicji linii bezpośredniej związane jest z procesem implementacji europejskich regulacji do polskiego porządku prawnego.

Na poziomie Unii Europejskiej definicja linii bezpośredniej znajduje się w m.in. 2 pkt 41 Dyrektywy rynkowej. Zgodnie z tą definicją linią bezpośrednią jest linia elektroenergetyczna łącząca wydzielone miejsca wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do innych własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Jak słusznie wskazuje R. Zajdler³, istota linii bezpośredniej polega na

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943/UE z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej („**Rozporządzenie rynkowe ‘19**”).

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944/UE z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE („**Dyrektywa rynkowa’19**”).

³ R. Zajdler, *Komentarz do dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku energii elektrycznej*, LEX 2011.

umożliwieniu przedsiębiorcom uzyskiwania energii elektrycznej z dedykowanego źródła, co pozwoli na istotne ograniczenie kosztów pozyskiwania energii elektrycznej związanych z usługą przesyłu oraz dystrybucji, jak również potencjalne subsydiowanie niektórych odbiorców. Warto jednocześnie zauważyć, że pozyskiwanie energii elektrycznej z indywidualnego źródła nie powinno wpływać na możliwość obrotu energią elektryczną z innymi odbiorcami, a tym samym – na korzystanie przez to przedsiębiorstwo z uprawnień wynikających z zasady dostępu stron trzecich.

W polskim prawodawstwie definicja linii bezpośredniej znajduje się w Prawie energetycznym⁴. Zgodnie z m.in. 3 pkt 11f, linią bezpośrednią jest linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych. Jak wskazuje Zdzisław Muras⁵, głównym celem wprowadzenia do polskiego porządku prawnego instytucji linii bezpośredniej jest zaadresowanie problemu braku dostępu do sieci. Wskazuje to na odmienne niż w prawie europejskim *ratio legis* – podczas gdy legislacja europejska traktuje linię bezpośrednią jako alternatywę dla funkcjonującego na danym obszarze systemu elektroenergetycznego, polski ustawodawca zdaje się ograniczać rolę tej instytucji do rozwiązania problemu niedostatecznego stopnia rozwoju sieci. Na taką interpretację wskazuje m.in. pkt. 7a ust. 4 Prawa energetycznego, który nakazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, przy wydawaniu zgody na budowę linii bezpośredniej, zbadanie zdolności systemu do świadczenia usług oraz ewentualną odmowę świadczenia takich usług przez operatora istniejącej sieci. Jednocześnie wartym uwagi jest pogląd wyrażany przez Urząd Regulacji Energetyki oraz polskie sądy, w tym Sąd Apelacyjny⁶, zgodnie z którym fakt posiadania przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa połączonego „linią bezpośrednią” jest wystarczający, by dana instalacja nie mogła zostać zakwalifikowana jako linia bezpośrednia w rozumieniu Prawa energetycznego.

Powyższa interpretacja przepisów przez polskie organy stwarza istotne ryzyko dla powszechniejszego zastosowania instytucji linii bezpośredniej dla instalacji odnawialnych źródeł energii. Wynika to z niesterowalności takich źródeł i problemów związanych z dostosowaniem wysokości produkcji energii elektrycznej na potrzeby zakładów przemysłowych. Jednocześnie należy zauważyć, że interpretacja ta budzi wątpliwości co do jej zgodności z przepisami prawa europejskiego, gdyż prowadzi do ograniczenia uprawnień przyznawanych przez prawo europejskie.

⁴ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz.U.2019 poz. 755).

⁵ Z. Muras, M. Swora, *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1 – 11s wyd. II*, WK 2016.

⁶ Tak na przykład: wyrok Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r., sygn. akt VI ACA 1034/12.

W związku z powyższym zagadnieniem, uzasadnionym wydaje się postulat zmiany definicji wprowadzonej do polskiego porządku prawnego przez m.in. 3 pkt 11f Prawa energetycznego w taki sposób, by doprowadzić do zmiany praktyki urzędów oraz linii orzeczniczej sądów. Należy przy tym zauważyć, że obecna definicja w tym artykule jest przykładem dokładnej transpozycji przepisów europejskich, koniecznym jest wprowadzenie doprecyzowania przepisów w innym miejscu Prawa energetycznego. Propozycja rozwiązania tej kwestii przedstawiona została w pkt IV poniżej.

W związku z zidentyfikowanym ryzykiem, w niniejszym opracowaniu autor będzie posługiwał się określeniem „połączenia bezpośredniego” o zakresie zbieżnym z zakresem „linii bezpośredniej” w rozumieniu Dyrektywy rynkowej.

3. Przyjęty model

Część trzecia niniejszej analizy zawierać będzie propozycje modeli dla zastosowania połączenia bezpośredniego na potrzeby zakładów przemysłowych. Analiza będzie się ograniczała jedynie do zastosowania instytucji połączenia bezpośredniego łączącego zakład przemysłowy z instalacją odnawialnych źródeł energii. Powyższe nie wyklucza zastosowania któregoś z omawianych modeli dla mocy konwencjonalnych. Wszystkie analizowane modele zostały bezpośrednio zestawione z sobą w załączniku nr 1 oraz załączniku nr 2.

3.1. Własne źródła wytwórcze

Zastosowanie instytucji linii bezpośredniej stanowi ciekawe rozwiązanie przede wszystkim dla dużych zakładów przemysłowych, które dla prawidłowego funkcjonowania potrzebują istotnych wolumenów energii elektrycznej. Zakłady te, musząc konkurować globalnie z innymi przedsiębiorstwami działającymi w danym sektorze, mogą zabezpieczyć długoterminowe dostawy energii elektrycznej po korzystniejszej cenie poprzez zabezpieczenie dostaw energii elektrycznej z dedykowanego źródła wytwórczego. Produkcja energii elektrycznej w oparciu o ten model pozwala na zminimalizowanie kosztów związanych z opłatami związanymi z korzystaniem z sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. W niektórych przypadkach proponowany model zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej z dedykowanego źródła może również pozwolić na ograniczenie kosztów związanych z koniecznością nabywania uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Obowiązek taki istnieje na gruncie prawa europejskiego, a wprowadzony został przez Dyrektywę EU ETS⁷, która wymaga, by zakłady, które zamierzają emitować dwutlenek węgla, uzyskały specjalne zezwolenie oraz nabywały odpowiednią ilość uprawnień do emisji CO₂. Należy przy tym zauważyć, że w związku z zaostrzeniem proklimatycznego kursu agendy europejskiej w ostatnich latach doszło do znaczącego wzrostu cen uprawnień do emisji. Konieczność nabywania uprawnień przez zakłady przemysłowe (w tym elektrownie), spowodowała znaczący wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z węgla. Powyższy trend i wzrost kosztów został przedstawiony na grafice poniżej:

⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.



Rysunek 1. Porównanie cen energii elektrycznej w kontraktach rocznych z cenami uprawnień do emisji⁸

Jak widać na przedstawionej grafice, wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ bezpośrednio wpływa na średnią cenę energii elektrycznej dostarczanej na giełdzie towarowej, a w konsekwencji – na wzrost cen dla odbiorców końcowych. Powyższe wynika z charakterystyki polskiego miksu wytwórczego, gdzie w dalszym ciągu dominującym źródłem energii jest wysokoemisyjny węgiel. Wzrost kosztów stałych dla wielu przedsiębiorców może oznaczać utratę konkurencyjności na europejskim/globalnym rynku.

Jedną z metod zabezpieczania się przed takimi skokowymi wzrostami cen energii elektrycznej jest inwestycja we własne środki wytwórcze o niższej emisyjności niż średnia emisyjność krajowych źródeł. Jak była o tym mowa powyżej, prawo nie rozróżnia w przypadku linii bezpośredniej, czy instalacja taka będzie instalacją konwencjonalną (m.in. na gaz ziemny), czy instalacją odnawialnych źródeł energii (OZE). Pomimo braku tego rozróżnienia na poziomie prawnym, należy jednak zauważyć, że powstają techniczne kwestie, które wymagają odmiennego podejścia w tym kontekście. Przede wszystkim mowa tutaj o sterowalności indywidualnego źródła energii elektrycznej. Podczas gdy moce konwencjonalne charakteryzują się zazwyczaj pewną elastycznością i są w stanie zapewnić dostosowany do bieżących potrzeb wolumen energii, to najpowszechniej stosowane instalacje OZE, tj. energia wiatrowa i energia słoneczna, nie posiadają takiej właściwości. W konsekwencji pojawiają się okresy, w których przedsiębiorca posiadać będzie nadmiar energii elektrycznej, oraz okresy, w których energia produkowana we własnej instalacji nie będzie wystarczająca dla zaspokojenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

⁸ AUDYTEL na zlecenie Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji *Analiza zmian hurtowych cen energii elektrycznej w 2018 r.*

3.2. Kwestie własnościowe

Innym zagadnieniem, które zostanie objęte niniejszą analizą, jest kwestia własności instalacji produkującej energię dla konkretnego zakładu. W tym zakresie możliwe są generalnie dwa modele. Pierwszy z nich zakłada, że to przedsiębiorstwo przemysłowe podejmuje decyzję o budowie instalacji wytwarzania energii, a tym samym – ponosi ryzyko inwestycyjne, jednak na późniejszym etapie istotnie ograniczone zostają wszelkie inne obowiązki związane z rozliczaniem energii lub najmem/leasingiem instalacji. Na tym modelu będzie bazował model *m1*, który zostanie opisany poniżej.

Drugi scenariusz zakłada wybudowanie przez innego przedsiębiorcę instalacji, który na podstawie umowy odsprzedaje energię elektryczną wyprodukowaną w tejże instalacji przedsiębiorcy, który jest z nią połączony za pośrednictwem *połączenia bezpośredniego*. W tym wariantcie istnieją różne wariacje, które mogą różnicować specyfikę rozliczeń kosztów funkcjonowania takich instalacji. Niezależnie od wybranego wariantu, w scenariuszu koniecznym jest ustalenie czytelnych i jasnych zasad rozliczania się tych dwóch podmiotów. Innym zagadnieniem pojawiającym się w tym scenariuszu (choć również istniejącym w modelu pierwszym, gdzie instalacja stanowi własność zakładu przemysłowego) jest kwestia uzyskania odpowiedniej stopy zwrotu z inwestycji. Jest to szczególnie istotne w przypadku, gdy instalacja należy do podmiotu trzeciego, gdyż opłacalność inwestycji uzależniona jest od sprzedaży energii elektrycznej do jednego odbiorcy końcowego (zakładu przemysłowego). Na tym modelu opierać się będą modele *m2* i *m3*.

► Instalacja wytwórcza stanowi własność zakładu przemysłowego – model *m1*

Pierwszy z omawianych modeli budzi, jak się wydaje, znacznie mniej wątpliwości związanych z jego implementacją niż pozostałe. Należy przy tym zauważyć, że istnieją już podobne rozwiązania stosowane zarówno przez duże zakłady przemysłowe, jak i przez mniejszych przedsiębiorców/grupę przedsiębiorców.

W tym modelu przedsiębiorca (zakład przemysłowy – ZP) inwestuje w budowę instalacji OZE (jak była o tym mowa wcześniej, analiza będzie koncentrowała się jedynie na zagadnieniach związanych z odnawialnymi źródłami energii; warto jednak wspomnieć, że model ten może również zostać zastosowany do instalacji konwencjonalnych). Ten model wymaga od przedsiębiorcy poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych związanych z budową zarówno samej instalacji OZE, jak i linii bezpośredniej łączącej tę instalację z zakładem przemysłowym. Przedsiębiorca ten ponosi też pełne ryzyko biznesowe. Mając na uwadze kapitałochłonność

inwestycji w pierwszym etapie (budowy) instalacji OZE, konieczne jest odpowiednie zabezpieczenie inwestycji przez przedsiębiorcę, a w szczególności konieczne jest odpowiednie przeprowadzenie rachunku kosztów i zysków takiej inwestycji, w szczególności upewnienie się, że koszty związane z zakupem energii z Krajowego Systemu Energetycznego rzeczywiście będą przewyższały koszty związane z budową instalacji.

Jednym z założeń niniejszej analizy jest dostarczanie energii elektrycznej poprzez połączenie bezpośrednie, a więc infrastrukturę niewchodzącą w skład publicznego systemu elektroenergetycznego. Przedsiębiorca taki nie jest więc zobowiązany do uzyskania odpowiednich koncesji na obrót energią elektryczną⁹. Nie będzie on również zobowiązany – w zakresie, w jakim przesył energii dokonywać się będzie jedynie na własny użytek – do ponoszenia opłat związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Obie te kwestie znacząco ograniczą obciążenia publicznoprawne oraz finansowe związane z tą działalnością. Innym aspektem wymagającym odnotowania jest fakt, że przedsiębiorca taki nie otrzyma gwarancji pochodzenia za produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii¹⁰. Obecnie gwarancje pochodzenia nie stanowią znaczącego przychodu dla producentów energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, ale wraz ze wspomnianym zaostreniem polityki klimatycznej w Unii Europejskiej należy spodziewać się wzrostu popytu na tego rodzaju gwarancje, a tym samym – wzrostu ich cen.

Zaletą modelu *m1* jest odformalizowanie całego systemu zapewniania dostaw energii elektrycznej do zakładu przemysłowego. W sytuacji, gdy przedsiębiorstwo finansuje całą inwestycję środkami własnymi, powstaje jedynie konieczność uzyskania odpowiednich pozwoleń związanych z budową instalacji OZE. Jeżeli przedsiębiorca zdecyduje się na sfinansowanie inwestycji z kredytu, koniecznym będzie dopełnienie wszelkich formalności związanych z zaciągnięciem pożyczki w instytucji finansowej.

W przypadku pojawienia się dodatkowych wolumenów energii, które wymagać będą eksportu do publicznej sieci, obciążenie administracyjne (oraz prawdopodobnie – finansowe) podmiotu wzrośnie, w zależności od modelu, który zostanie przyjęty.

⁹ Należy jednak na marginesie zauważyć, że judykatura polska z faktu istnienia jakiegokolwiek połączenia z siecią publiczną odmawia przyznania takiej instalacji charakteru „linii bezpośredniej”, w związku z czym konieczne jest uzyskanie koncesji na obrót energią elektryczną. Kwestia ta została opisana w pkt II niniejszej analizy, a propozycja rozwiązania znajduje się w pkt IV. Między innymi ta linia orzecznicza przyczyniła się do korzystania w niniejszym opracowaniu z określenia „połączenie bezpośrednie” w miejsce zdefiniowanej w polskim porządku prawnym „linii bezpośredniej”.

¹⁰ Zgodnie z art. 120 ustawy OZE, gwarancję pochodzenia przysługują jedynie od wolumenów energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł, która została wprowadzona do systemu dystrybucyjnego czy przesyłowego. Jako, że w omawianym przypadku energia elektryczna nie jest dostarczana do żadnego z tych systemów, przedsiębiorca nie będzie mógł ubiegać się o gwarancję pochodzenia.

► Instalacja wytwórcza jest własnością strony trzeciej (modele *m2* i *m3*)

Generalnym założeniem drugiego modelu jest budowa, utrzymanie oraz posiadanie instalacji odnawialnych źródeł energii przez podmiot trzeci, tj. niezależny od zakładu przemysłowego, z którym instalacja ta zostanie połączona połączeniem bezpośrednim. W obu modelach (*m2* i *m3*) ryzyko związane z budową i utrzymaniem instalacji OZE spoczywa na podmiocie trzecim (producent energii – *P*), który – podobnie jak miało to miejsce w *m1* – może sfinansować budowę środkami własnymi lub poprzez kredyt. Jednocześnie to na *P* spoczywają obowiązki publicznoprawne z zakresu uzyskania wszystkich wymaganych prawem zezwoleń związanych z budową i eksploatacją instalacji OZE.

Do zróżnicowania modeli *m2* i *m3* dochodzi na poziomie stosunków pomiędzy *ZP* a *P*. Model *m2* opierać się będzie na umowie leasingu instalacji OZE, natomiast *m3* opierać się będzie na umowie w sprawie sprzedaży energii elektrycznej (*cPPA*)¹¹.

Model *m2*: W pierwszym z proponowanych rozwiązań *ZP* zawiera umowę leasingu instalacji wybudowanej przez inny podmiot (*P*). Zgodnie z instytucją leasingu¹² obowiązki związane z utrzymaniem i zarządzeniem instalacją OZE spoczywać będą na *ZP*, jednakże wydaje się, że brak jest przeciwwskazań do zlecenia obowiązków związanych z utrzymaniem instalacji *P* lub innemu profesjonalnemu podmiotowi. Dzięki konstrukcji leasingu *ZP* uzyskuje całą energię elektryczną wyprodukowaną w tej instalacji, bez konieczności precyzowania dokładnego wolumenu.

Korzyścią wynikającą z wykorzystania instytucji leasingu jest fakt, że forma ta jest już obecna w obrocie prawnym w Polsce. Co więcej, istnieją podmioty, które oferują leasing instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym instalacji fotowoltaicznych. Obecność takiego rozwiązania na rynku oraz dość wysoka świadomość społeczeństwa dotycząca zasad funkcjonowania leasingu sprawiają, że należy się spodziewać większej akceptacji takiego rozwiązania i szybszej popularyzacji wraz z wprowadzeniem zmian w polskim prawodawstwie, takich jak zmiany proponowane w części IV niniejszej analizy. Ogólne zasady funkcjonowania modelu *m2* można zaprezentować przy pomocy poniższej grafiki:

¹¹ Analiza wyzwań związanych z popularyzacją na polskim rynku instrumentu *cPPA* zawiera raport Instytutu Jagiellońskiego *Perspektywy rozwoju Corporate PPA w Polsce. Możliwości kontraktowania zielonej energii dla przemysłu*, 2020. Jako jedną z barier raport wskazuje bariery w rozwoju *cPPA* w zakresie bezpośrednich dostaw energii elektrycznej.

¹² Szczegółowe uregulowania dot. Instytucji leasingu znajdują się w art. 709¹ i n. ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 – Kodeks cywilny (Dz.U. 2019 poz. 1145).



Rysunek 2. Uproszczony schemat modelu m2

Model m3: Kolejnym z możliwych modeli jest wykorzystanie umowy sprzedaży energii elektrycznej (*cPPA*) wyprodukowanej w instalacji OZE do zakładu przemysłowego (*P*). Obowiązki i uprawnienia stron określone zostały w wiążącej umowie w sprawie sprzedaży energii elektrycznej, a więc należy uznać, że *m2* gwarantuje stronom najwyższy stopień pewności prawnej. W celu uproszczenia procedury możliwe jest wykorzystanie powszechnie dostępnych modeli umów *cPPA* publikowanych m.in. przez stowarzyszenie EFET¹³. Dzięki ogólnej swobodzie kształtowania wzajemnych stosunków prawnych strony mogą umówić się również co do kwestii związanych z brakiem zapotrzebowania na energię elektryczną w niektórych okresach, np. w weekendy. Zagadnienie to zostanie poruszone w punkcie poświęconym pojawieniu się nadwyżki w tego rodzaju „zamkniętych” systemach. Podsumowując przedstawiony model, można zaprezentować go w następujący sposób:



Rysunek 3. Uproszczony schemat modelu m3

Przedstawione powyżej schematy dla modeli ograniczają się jedynie do określenia wzajemnych relacji pomiędzy dwoma podmiotami (*ZP* i *P*). Należy jednak zauważyć, że konieczne jest umiejscowienie tych instalacji w szerszym kontekście systemowym, a więc w relacji pomiędzy tymi podmiotami a innymi uczestnikami rynku. Jak zostało wskazane powyżej, relacje

¹³ W tym względzie zasadne byłoby wykorzystanie projektu przygotowanego przez EFET, dostępnego na stronie organizacji. European Federation of Energy Traders. *Part II (General Provision) of the Individual Power Purchase Agreement*.

między tymi podmiotami kształtowane są „poza” publiczną siecią, co rodzi konsekwencje w zakresie ograniczenia obciążeń administracyjno-finansowych, ale również nie pozwala na wykorzystanie w pełni korzyści wynikających z produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł (np. uzyskanie gwarancji pochodzenia, która następnie może zostać sprzedana na właściwym rynku). Szczególnie istotnym zagadnieniem jest proponowany model działania w przypadku, w którym wolumen i profil energii produkowanej w instalacji *P* różni się od profilu zapotrzebowania *ZP*. Wypracowanie efektywnych mechanizmów rozliczeń jest kluczowe w celu utrzymania atrakcyjności rozwiązania, a tym samym w celu zapewnienia odpowiedniego efektu zachęty dla przedsiębiorców dla jego stosowania. Omawiane modele mogą odegrać istotną rolę m.in. w dekarbonizacji przemysłu (zwiększenie udziału OZE w miksie zużycia energii przez przemysł), a także mogą posłużyć dla celu wpisania przemysłu polskiego w ramy ambitnej polityki klimatycznej (np. poprzez zapewnienie dostępu do finansowania w ramach tzw. zrównoważonego finansowania).

3.3. Rozliczenia nadmiaru/niedoboru mocy

W związku z niesterowalnością produkcji energii elektrycznej z większości odnawialnych źródeł energii istotnym wyzwaniem jest zapewnienie efektywnego mechanizmu rozliczania się z nadmiaru energii elektrycznej wyprodukowanej w tych instalacjach oraz ewentualnego pokrywania niedoboru mocy dostarczonej z takich instalacji. Niezależnie od przyjętego konkretnego rozwiązania, głównym wyzwaniem jest fakt, że instalacja OZE posiadałaby jedynie połączenie z zakładem przemysłowym (ograniczenie to wynika z samej koncepcji „linii bezpośredniej”), a więc wszelkie rozliczenia z siecią publiczną musiałyby dokonywać się za pośrednictwem tego zakładu.

Niemniej, na rynku funkcjonują modele hybrydowe. Model taki zakłada, że dominującą funkcją instalacji OZE jest dostarczanie energii elektrycznej do wskazanego zakładu przemysłowego, jednak nadwyżki energii eksportowane są do sieci publicznej za pośrednictwem dedykowanego w tym celu połączenia¹⁴. Z jednej strony rozwiązanie takie oznacza powstanie dodatkowych kosztów po stronie producenta energii z OZE, jednak z drugiej strony – stwarza dodatkowe źródło dochodu dla producenta oraz prowadzi do ograniczenia strat związanych z przesyłem energii (choć, biorąc pod uwagę fakt, że instalacja ta znajdowałaby się w niedalekiej odległości od dedykowanego odbiorcy, straty te miałyby raczej charakter marginalny).

¹⁴ Przykładem takiego „hybrydowego” modelu jest instalacja Braemar Hydro, więcej na ten temat w opracowaniu Sgurr Energy, *Feasibility Study for Future Private Wire Connection to Mar Lodge Estate. Technical Report.*

Dodatkowo, producent uzyskiwałby gwarancje pochodzenia, które następnie mogłyby być odsprzedawane¹⁵.

Dostęp do szczegółowych modeli obecnie wykorzystywanych na rynku jest istotnie ograniczony, ze względu na objęcie informacji tajemnicą handlową. Mając to na uwadze, poniżej proponuje się teoretyczne założenia możliwych modeli rozliczeniowych, których zastosowanie w konkretnych przypadkach w dużej mierze zależeć będzie od każdorazowej oceny kosztów i korzyści.

Wśród czynników, które będą bezpośrednio lub pośrednio wpływały na opłacalność poszczególnych modeli bilansowania (*mb*) należy wymienić m.in.:

- a) **Moc zainstalowaną instalacji OZE**, która ma dostarczać energię elektryczną do konkretnego zakładu – czynnik ten będzie determinował wysokość spodziewanych nadwyżek/niedoborów energii elektrycznej;
- b) **Dostępność sieci** – czynnikiem mogącym mieć również wpływ na opłacalność poszczególnych rozwiązań będzie miała kwestia dostępu do publicznej sieci. Ewentualna możliwość połączenia instalacji OZE z siecią może okazać się rozwiązaniem korzystniejszym, w którym nadwyżka energii elektrycznej bezpośrednio będzie eksportowana do sieci elektroenergetycznej. W odmiennym scenariuszu, w którym brak będzie możliwości podłączenia jej do sieci bezpośrednio, rozliczenia takie będą musiały odbywać się za pośrednictwem połączenia zakładu;
- c) **Stosunek zapotrzebowania konkretnego zakładu do maksymalnej mocy produkcyjnej instalacji OZE**, w tym:
 - różnica pomiędzy maksymalnym zapotrzebowaniem zakładu i maksymalną mocą produkcyjną;
 - sezonowość występowania szczytowego zapotrzebowania/szczytowej produkcji energii elektrycznej.

Poniżej przedstawiono propozycje potencjalnych modeli bilansowania. Przygotowane modele zostały przygotowane w wysokim stopniu ogólności, w celu umożliwienia dostosowania poszczególnych rozwiązań do zapotrzebowania konkretnej instalacji. Modele te opierają się na następujących założeniach:

- instalacja OZE będąca połączona z zakładem przemysłowym produkuje blisko 100% zapotrzebowania zakładu przemysłowego;

¹⁵ Możliwość zbywania gwarancji pochodzenia wynika pośrednio z art. 120 ust. 3 ustawy OZE. Jednocześnie należy zauważyć, że zarówno w Polsce (TGE), jak i w UE istnieją rynki, które umożliwiają obrót takimi instrumentami.

- jedyne połączenie z siecią znajduje się za pośrednictwem zakładu przemysłowego. Oznacza to, że jedynie poprzez sieć zakładu możliwy jest potencjalny eksport energii elektrycznej.

Poniższe modele nie przesądzają o modelu właścicielskim instalacji wytwarzania energii elektrycznej. Oznacza to, że ich zastosowanie możliwe jest zarówno do modelu, w którym instalacja jest własnością zakładu przemysłowego (*m1*), jak i do modeli, w których instalacja OZE jest własnością innego podmiotu i udostępniana jest na pewnych warunkach *ZP* (modele *m2* i *m3*). Poniższa tabela przedstawia ogólne zestawienie kosztów po stronie obu stron umowy (*ZP* i *P*) oraz potencjalnych przychodów, które mogą osiągnąć dzięki zastosowaniu jednego z proponowanych modeli:

Tabela 1. Bilans kosztów i przychodów z zastosowania proponowanych modeli linii bezpośredniej

	Koszty	Przychody
Producent energii	<ul style="list-style-type: none"> – Utrzymanie instalacji w stanie pozwalającym na niezakłóconą produkcję energii elektrycznej; – Utrzymanie linii bezpośredniej służącej do przesyłu energii elektrycznej do zakładu. 	<ul style="list-style-type: none"> + Stały przychód płacony przez zakład przemysłowy (na podstawie cPPA lub jako rata leasingowa).
Zakład przemysłowy	<ul style="list-style-type: none"> – Koszty wynikające z umowy (cPPA/umowa leasingowa); – Utrzymanie połączenia z siecią publiczną – Koszty wynikające z umów w sprawie sprzedaży/zakupu energii elektrycznej z sieci publicznej. 	<ul style="list-style-type: none"> + Przychód związany ze sprzedażą energii elektrycznej do sieci publicznej; + Przychód ze sprzedaży gwarancji pochodzenia.

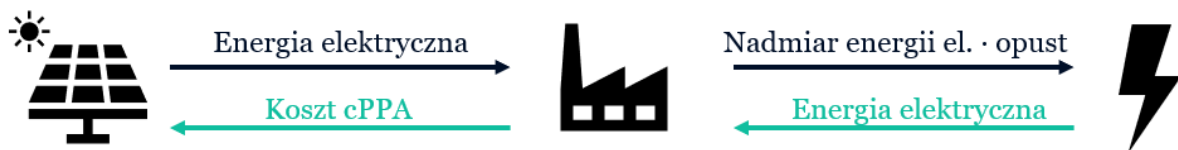
Poniżej przedstawione zostaną ogólne założenia możliwych rozliczeń pomiędzy podmiotami związanymi z potencjałem eksportu nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci publicznej. Innym zagadnieniem również jest kwestia pojawienia się sytuacji, w której *ZP* zmuszony będzie do importowania energii elektrycznej z systemu w związku z niedoborem mocy.

► Wykorzystanie mechanizmu analogicznego do opustów stosowanych w przypadku prosumentów oraz spółdzielni energetycznych (*mb1*)

Zgodnie z ogólnymi założeniami (model *m2*) zakład przemysłowy (*ZP*) leasinguje instalację OZE, niezależnie od wolumenów wyprodukowanej energii. Taki rodzaj stosunku prawnego łączącego *ZP* i *P* zdejmuje z *P* kwestie związane z zarządzaniem podażą energii elektrycznej. W konsekwencji właściciel instalacji wytwarzania energii elektrycznej nie ponosi ryzyka związanego ze sprzedażą energii (tj. kwestia cen czy wysokość sprzedawanych wolumenów). Wydaje się, że nic nie stoi na przeszkodzie w uwzględnieniu potencjalnego ryzyka po stronie *ZP* związanego z ceną energii elektrycznej/jej nadpodażą poprzez uzyskanie rabatów w opłacie leasingowej. Kwestie te prawdopodobnie będą przedmiotem negocjacji pomiędzy tymi dwoma podmiotami.

Takie uregulowanie stosunków pomiędzy podmiotami bezpośrednio zaangażowanymi w produkcję energii elektrycznej (*ZP* i *P*) powoduje, że to na *ZP* spoczywa obowiązek „zbilansowania” powstałej sieci (składającej się *de facto* z linii bezpośredniej oraz systemu wewnętrznego *ZP*). W pierwszym z zaproponowanych modeli uwzględnione jest przeniesienie metody rozliczeń stosowanej w przypadku rozliczeń pomiędzy prosumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi (*p3*) na podstawie Ustawy o odnawialnych źródłach energii. Oznacza to wprowadzenie instytucji opustu dla sektora przemysłowego, czyli dokonywanie rozliczeń między *ZP* a *p3* przy wykorzystaniu odpowiedniego mnożnika dla energii elektrycznej dostarczanej do sieci publicznej. Jako że w przedstawianych modelach instalacje OZE połączone linią bezpośrednio z zakładami są dostosowane w taki sposób, by zapewniać dostawy ok. 100% zapotrzebowania energii elektrycznej *ZP*, spodziewa się, że konieczność eksportu wolumenów energii elektrycznej może pojawiać się w okresach znacząco niższego zapotrzebowania na energię elektryczną w zakładzie *ZP*. Ryzyko powstania nadwyżki energii elektrycznej może zostać w pewnym stopniu zminimalizowane poprzez odpowiednie dostosowanie mocy instalacji OZE do zapotrzebowania na energię elektryczną *ZP*. W tej sytuacji jednak *ZP* może być zmuszone do częstszego importu energii elektrycznej z sieci publicznej, co wiąże się z koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów, a także nie pozwoli

na maksymalne wykorzystanie korzyści wynikających z zastosowania któregoś z omawianych modeli.



Rysunek 4. Uproszczony schemat modelu mb1

► Sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej na rynku (mb2)

W proponowanym modelu bilansowania, podobnie jak w przypadku *mb1*, producent energii nie ponosi ryzyka związanego z nadmiarem/niedoborem produkowanej energii elektrycznej. Instalacja OZE jest leasingowana przez ZP, a na podstawie umowy uzyskuje on prawo do *fructus*, czyli energii elektrycznej wytworzonej w tejże instalacji.

Model ten, inaczej niż w przypadku *mb1*, zakłada większą aktywność ZP przy sprzedaży energii elektrycznej, ale tym samym – stwarza lepszą perspektywę dochodowości. Należy jednak zauważyć, że większe zyski związane z wdrożeniem tego mechanizmu najprawdopodobniej będą ulegać ograniczeniu wraz z transformacją energetyczną europejskich systemów energetycznych oraz spodziewaną decentralizacją systemu energetycznego Państw Członkowskich UE. Między innymi od stopnia decentralizacji systemu uzależniona będzie atrakcyjność *mb2*.

W proponowanym modelu *mb2* możliwe jest przyjęcie jednego z dwóch wariantów – pierwszym z nich jest uzyskanie przed ZP koncesji na obrót energią elektryczną (*mb2a*). Drugi wariant zakłada sprzedaż energii elektrycznej za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii (TGE)¹⁶.

mb2a: Generalną zasadą w Prawie energetycznym jest konieczność uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną (art. 32 Prawa energetycznego). Pojęcie obrotu zdefiniowane zostało w przepisanych Prawa energetycznego w art. 2 pkt 6, zgodnie z którym obrót to „działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym lub detalicznym paliwami lub energią”. Wyjątki od obowiązku koncesyjnego określone zostały w art. 32 pkt 4. W konsekwencji, o ile instalacja OZE będzie wprowadzała energię do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, konieczne będzie uzyskanie stosownej koncesji przyznawanej przez Prezesa Urzędu Regulacji

¹⁶ Brak konieczności uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną wynika z brzmienia art. 32 Prawa energetycznego. Taką interpretację zdaje się potwierdzać Z. Muras *Prawo energetyczne (...)*.

Energetyki. Wiązać się to jednak będzie z dodatkowymi obowiązkami¹⁷, takimi jak konieczność ponoszenia opłat koncesyjnych, oraz z ustanowieniem odpowiednich zabezpieczeń. Takie rozwiązanie może jednak pozwolić *ZP* na sprzedaż energii elektrycznej bezpośrednio do innych odbiorców, co mogłoby sprzyjać zwiększeniu zyskowności takiej działalności. Jednocześnie konieczne byłoby określenie, czy obciążenia związane z uzyskaniem koncesji zostałyby zrekompensowane przez sprzedaż energii elektrycznej do innych odbiorców.

mb2b: Drugim z proponowanych wariantów dla *mb2* jest sytuacja, w której nadmiar energii elektrycznej sprzedawany byłby za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. W tym celu konieczne byłoby uzyskanie członkostwa w TGE¹⁸, co jednak wiązać się może z pojawieniem się po jego stronie dodatkowych kosztów i obciążeń administracyjnych (związanych z m.in. z gwarancjami oraz obowiązkami raportowymi¹⁹). Innym możliwym rozwiązaniem jest zawarcie odpowiedniej umowy z podmiotem profesjonalnie zajmującym się obrotem na rynku giełdowym (towarowym domem maklerskim), co jednak również mogłoby wpłynąć na opłacalność *mb2* i wymagałoby przeprowadzenia dodatkowych analiz. Innym ryzykiem, które powinno zostać odpowiednio ocenione, jest kwestia spodziewanej ceny za sprzedaż energii. Prawdopodobna nadwyżka energii elektrycznej powstawałaby w momencie zwiększonej produkcji energii elektrycznej przez wszystkie niesterowalne instalacje OZE. W związku z tym cena na giełdzie odzwierciedlałaby nadpodaż, a w konsekwencji – prawdopodobne byłoby pojawienie się zjawiska ujemnych cen energii elektrycznej.



Rysunek 5. Uproszczony schemat modelu *mb2b*

► Wykorzystanie magazynów energii dla celów bilansowania energii (*mb3*)

Na wstępie należy zauważyć, że proponowany model *mb3* zależy w dużej mierze od rozwoju technologii efektywnego magazynowania energii. Model zakłada budowę instalacji

¹⁷ Szczegółowy wykaz obowiązków i wymagań związanych z uzyskaniem koncesji określony został w art. 33 i następnym Prawa energetycznego.

¹⁸ Zasady uzyskania członkostwa określone są w Regulaminie Towarowej Giełdy Energii.

¹⁹ Szczegółowe obowiązki nakładane na Członków Giełdy Towarowej Energii określone są m.in. w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (tekst jedn. Dz.U. 2019 poz. 312) oraz w Regulaminie Giełdy Towarowej Energii (dostępny na stronie www.tge.pl).

magazynowania energii na terenie *ZP* lub *P*, która byłaby wykorzystana do magazynowania nadmiaru energii elektrycznej niezużytej przez zakład przemysłowy.

W przypadku modelu *mb3* bateria mogłaby stanowić główne źródło zasilania zakładu *ZP*. Energia z *P* dostarczana byłaby bezpośrednio do baterii, która z kolei transportowałaby energię elektryczną do *ZP*. W razie osiągnięcia odpowiednio niskiego poziomu naładowania baterii, automatycznie następowaloby przełączenie się na energię elektryczną z sieci publicznej. W tym czasie bateria byłaby ładowana. Model taki stanowi przedmiot zainteresowania w przypadku szkockiej instalacji wodnej Braemar Community Hydro, która zasila Mar Lodge Estate²⁰. Jak zauważają twórcy raportu, zagwarantowanie efektywności tego mechanizmu wymaga zapewnienia automatycznego przełącznika, który w przypadku osiągnięcia niskiego poziomu naładowania baterii przełączałby zakład automatycznie na energię elektryczną z publicznego systemu.

Możliwość implementacji tego modelu uzależniona jest jednak od dostępności efektywnych metod magazynowania energii elektrycznej, a także od wprowadzenia bardzo elastycznych kontraktów z dostawcami energii elektrycznej. Alternatywnie możliwe jest pobieranie jedynie części zapotrzebowania na energię elektryczną z baterii (np. 50% bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną) i zakontraktowanie dostaw energii z sieci publicznej na drugie 50% zapotrzebowania na energię.

²⁰ Sgurr Energy, *Feasibility Study for Future Private Wire Connection to Mar Lodge Estate. Technical Report*, 2016.

4. Identyfikacja ewentualnych barier dla wprowadzenia omawianych modeli

► Konieczność zmiany definicji linii bezpośredniej w polskim porządku prawnym lub ograniczenia niektórych obowiązków w przypadku produkcji energii elektrycznej z OZE na użytek jednego podmiotu

Jak zostało wskazane w punkcie II niniejszej analizy, transponowana do polskiego porządku prawnego definicja linii bezpośredniej doprowadziła do interpretacji organów (administracyjnych i sądowych), która budzi wątpliwości co do jej zgodności z regulacjami europejskimi. Dotyczy to przede wszystkim sytuacji, w której linia bezpośrednia (w rozumieniu Dyrektywy rynkowej) ma służyć do dostaw energii elektrycznej do zakładu przemysłowego, który posiada połączenie z systemem energetycznym. Zgodnie z linią orzecniczą polskich sądów²¹ fakt połączenia odbiorcy z systemem elektroenergetycznym dyskwalifikuje taki system z definicji linii bezpośredniej. Taka interpretacja obecnie obowiązujących przepisów poparta jest również przez doktrynę²². Odmówienie zakwalifikowania takiej instalacji do grona linii bezpośredniej rodzi natomiast istotne obciążenia po stronie podmiotów zaangażowanych. Przede wszystkim konieczne staje się uzyskanie odpowiednich koncesji przez podmioty. Ilość koncesji, których uzyskanie będzie wymagane, zależy od przyjętego modelu własnościowego (różnica powstaje w szczególności pomiędzy modelem *m1* a modelami *m2* i *m3*), a także modeli *mb1* – *mb3*.

W każdym z tych modeli powstaje konieczność uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (przy założeniu, że postulat określony w pkt IVa nie zostanie wdrożony). Obowiązek ten powstanie wraz z przekroczeniem pułapu 500 kW mocy instalacji OZE. W dwóch pierwszych modelach (*m1* i *m2*) podmiotem, który powinien uzyskać tę koncesję, jest *ZP*: w modelu *m1* nie budzi to żadnych wątpliwości (*ZP* posiada instalację oraz produkuje energię elektryczną), w przypadku *m2* również należy uznać, że wytwarzanie w leasingowanej instalacji energii elektrycznej wymagać będzie uzyskania koncesji na produkcję energii elektrycznej. Należy przy tym zauważyć, że z obowiązków tych będą wyłączeni ci przedsiębiorcy, którzy będą produkować energię elektryczną na własny użytek w mikroinstalacjach²³. W przypadku trzeciego z proponowanych modeli (*m3*) obowiązek uzyskania koncesji na produkcję energii elektrycznej spoczywa na właścicielu instalacji (*P*).

²¹ Tak np. wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. sygn. akt VI ACa 1034/12, a także wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 26 września 2012 r., sygn. akt VI ACa 191/12.

²² Z. Muras, M. Swora, *Prawo energetyczne (...)*.

²³ Wynika to wprost z definicji prosumenta zawartej w Ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn. Dz.U. 2020 poz. 261), „Ustawa OZE”.

W kontekście niniejszych rozważań, należałoby zastanowić się nad zasadnością zwiększenia pojemności pojęcia prosumenta, tak by producent energii elektrycznej na rzecz jednego podmiotu połączony połączeniem bezpośrednim zwolniony był z obowiązku koncesyjnego.

Prócz konieczności uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, właściciel linii (w modelu *m2* wydaje się, że linia może również być własnością leasingodawcy; w modelu *m3* właścicielem może być zarówno producent energii elektrycznej, jak i *ZP*) prawdopodobnie będzie zobowiązany również do uzyskania koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, gdyż brakuje odpowiedniego wyłączenia w przepisach Prawa energetycznego. Oznacza to również powstanie dodatkowych obciążeń po stronie *ZP* w związku z implementacją któregoś z omawianych modeli. Mianowicie, *ZP* będzie zobowiązany do powołania operatora systemu dystrybucyjnego na linii łączącej go z miejscem wytwarzania energii elektrycznej (art. 9h Prawa energetycznego). W celu usunięcia tej istotnej bariery dla implementacji omawianych modeli, konieczne jest odpowiednie dostosowanie przywołanego artykułu.

Ponadto, dla poprawnego zastosowania modelu *m3* konieczne również będzie uzyskanie przez podmiot produkujący energię elektryczną koncesji na jej obrót. Obowiązek uzyskania tej koncesji (jednak w tym przypadku przez *ZP*) powstanie również w przypadku modeli *m1* i *m2*, o ile zdecyduje się on sprzedawać energię elektryczną do innych odbiorców (brak konieczności uzyskania koncesji w przypadku sprzedaży za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii wynika z art. 32 pkt 4b Prawa energetycznego²⁴; więcej informacji na temat modelu sprzedaży energii elektrycznej za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii znajduje się w opisie modelu *mb2b* powyżej).

Jak widać, konsekwencje braku zakwalifikowania proponowanych modeli do kategorii linii bezpośrednich w rozumieniu Prawa energetycznego są istotne i negatywnie wpływają na ich atrakcyjność. W celu zlikwidowania zagrożeń wskazanych powyżej, możliwe wydają się dwie strategie:

- 1) dostosowanie niektórych przepisów w taki sposób, by modele *m1*, *m2*, *m3* zwolnione były z obowiązków wynikających z bycia częścią krajowej sieci elektroenergetycznej;
- 2) zmiana definicji linii bezpośredniej, oraz przepisów dotyczących decyzji wydawanej przez Prezesa URE, w taki sposób, by modele proponowane w niniejszej analizie kwalifikowały się do zakresu przedmiotowego definicji „linii bezpośredniej”.

Jako że pierwsze ze wskazanych podejść wymagałoby zmiany licznych przepisów prawa, przede wszystkim Prawa energetycznego²⁵, co mogłoby negatywnie oddziaływać na pewność

²⁴ Tak również: Z. Muras, M. Swora *Prawo energetyczne (...)*.

²⁵ Odpowiedniemu dostosowaniu uleg musiałyby przepisy nakazujące powołanie operatora systemu dystrybucyjnego, zatwierdzanie taryf przesyłowych, obowiązków informacyjnych czy obowiązków wynikające z konieczności zapewnienia tzw. bilansowania sieci.

prawa i *de facto* utrudnić korzystanie z proponowanych modeli, rekomenduje się dokonanie zmian bezpośrednio w definicji „linii bezpośredniej” oraz w przepisach art. 7a ust. 4, w zakresie, w jakim Prezes Urzędu Regulacji Energetyki obowiązany jest do zbadania możliwości wykorzystania istniejących sieci dla potrzeb zaspokojenia zapotrzebowania energetycznego danego odbiorcy oraz ewentualnej decyzji odmownej operatora istniejącej sieci w sprawie przyłączenia konkretnego odbiorcy do tej sieci. W związku z tym proponuje się nadanie ww. artykułom następującej treści:

a) Art. 2 pkt 11f) Prawa energetycznego

Obecne brzmienie:

11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych;

Proponowane brzmienie²⁶:

11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą, **niezależnie od innych połączeń tego odbiorcy z siecią energetyczną**, lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych;

Uzasadnienie:

Jak była o tym mowa powyżej, w swojej praktyce administracyjnej oraz praktyce orzeczniczej polskie urzędy oraz sądy interpretują fakt istnienia połączenia pomiędzy odbiorcą, który zainteresowany jest budową połączenia bezpośredniego, a systemem jako przesłankę uniemożliwiającą wybudowanie tego rodzaju połączenia. W konsekwencji, w obecnym stanie prawnym brak jest podstaw pod implementację któregośkolwiek z wcześniej zaproponowanych modeli. Jednocześnie należy zwrócić również uwagę na wątpliwości co do zgodności takiej interpretacji instytucji „linii bezpośredniej” z zamysłem europejskiego ustawodawcy. Mając powyższe na uwadze, pierwszym krokiem w kierunku umożliwienia wdrożenia wyżej opisywanych modeli powinno być wprowadzenie przepisu, który uniemożliwi niekorzystną interpretację pojęcia „linii bezpośredniej”. Jednocześnie wydaje się, że do podobnej potencjalnej niezgodności przepisów polskich mogłoby dojść w wypadku zawężenia przedmiotowego tej instytucji do sytuacji, w których linia bezpośrednia mogłaby łączyć odbiorcę jedynie z instalacją odnawialnych źródeł energii. W celu zapewnienia dodatkowego

²⁶ Tekst, który proponuje się dodać do obecnego brzmienia przepisu, został napisany pogrubioną i podkreśloną czcionką w celu zapewnienia większej przejrzystości propozycji.

impulsu rozwoju dla rozwoju modeli opartych na odnawialnych źródłach energii proponuje się rozszerzenie instytucji prosumenta energii elektrycznej (proponycja poniżej).

b) Art. 7a ust. 3 i 4 Prawa energetycznego

Obecne brzmienie:

3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

Proponowane brzmienie:

3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody może skonsultować się z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie przesłanek określonych w ust. 4 niniejszego artykułu; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

Obecne brzmienie:

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, udzielając zgody, o której mowa w ust. 3, uwzględnia:

- 1) wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej lub sieci elektroenergetycznej;
- 2) odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej istniejącą siecią gazową lub siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

Proponowane brzmienie:

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, udzielając zgody wydając opinie, o której mowa w ust. 3, uwzględnia:

- ~~1) wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej lub sieci elektroenergetycznej;~~
- 2) odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej istniejącą siecią gazową lub siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę;

3) wpływ inwestycji na rozwój regionalny oraz wzrost konkurencyjności;

4) pozytywny wpływ inwestycji na promowanie wykorzystania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz instytucji prosumenta, o której mowa w art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Uzasadnienie:

Obecne brzmienie zmienianego przepisu wymaga, by przed uzyskaniem pozwolenia na budowę linii bezpośredniej (lub gazociągu bezpośredniego) uzyskać zgodę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wydawaną w formie decyzji. Konstrukcja ta (jeżeli interpretowana wraz z zakresem kontroli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki określonej w ust. 4) prowadzi do niekorzystnego rozstrzygnięcia, zgodnie z którym jedynie brak możliwości połączenia danego odbiorcy z istniejącą siecią może uzasadniać utworzenie linii bezpośredniej. Ponadto, konieczność uzyskania wcześniej zgody ze strony Prezesa URE powoduje istotne wydłużenie całej procedury uzyskania pozwolenia na budowę, a także zwiększa obciążenie administracyjne nakładane na podmiot zainteresowany budową takiej instalacji.

a) Art. 27 pkt 27a ustawy OZE

Obecne brzmienie:

27a) prosument energii odnawialnej – odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294);

Proponowane brzmienie:

27a) prosument energii odnawialnej – odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby, **lub w instalacji odnawialnych źródeł energii połączonej linią bezpośrednią, w nie większej niż mała instalacja, w rozumieniu pkt 18 powyżej** mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294);

Uzasadnienie:

Powyższa zmiana dąży do objęcia przepisami dot. prosumentów również sytuacji, w której energia elektryczna produkowana jest w instalacji odnawialnych źródeł energii połączonej z odbiorcą linią bezpośrednią.

5. Inne propozycje zmian mogące zwiększyć atrakcyjność proponowanych modeli

Analiza wykazała również zasadność dokonania zmian niektórych przepisów już obowiązujących w celu zminimalizowania ryzyka regulacyjnego dla implementacji modeli proponowanych w części III niniejszego opracowania. Poniżej omówione zostaną najistotniejsze zagadnienia, które powinny zostać doprecyzowane w toku ewentualnych przyszłych prac legislacyjnych.

► **pozwolenie na produkcję energii elektrycznej, w tym produkcję energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii**

Obecne brzmienie art. 32 Prawa energetycznego stwarza generalną zasadę, zgodnie z którą produkcja energii elektrycznej wymaga uzyskania koncesji. Powszechnie uznaje się, że obowiązek uzyskania koncesji stanowi odstępstwo od ogólnej konstytucyjnej zasady swobody gospodarczej, a uzasadnieniem dla takiego wyjątku jest newralgiczność działalności gospodarczej podlegającej koncesjonowaniu²⁷. Jednocześnie należy zauważyć, że zgodnie z aktualnym brzmieniem art. 32 Prawa energetycznego koncesjonowanie działalności gospodarczej w sektorze energetycznym stanowi pewnego rodzaju regułę, od której wspomniany artykuł umożliwia odstępstwa.

W omawianych modelach należy rozważyć konieczność uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w instalacji odnawialnych źródeł energii (art. 32(1) lit. b). Należy przy tym zauważyć, że z obowiązku uzyskania koncesji zwolnione zostaje, na podstawie art. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii²⁸, wytwarzanie energii elektrycznej w:

- mikroinstalacjach (< 500 kW);
- w małej instalacji;
- z biogazu rolniczego;
- wyłącznie z biopłynów.

W związku z powyższym, w zakresie w jakim instalacja zasilająca zakład przemysłowy będzie inną instalacją OZE niż wykorzystującą biogaz rolniczy i biopłyny, przedsiębiorca ZP nie będzie musiał ubiegać się o uzyskanie koncesji jedynie w przypadku, w którym instalacja nie będzie zbiorczo przekraczała mocy 500 kW. Powyższy limit mocy może okazać się kłopotliwy zwłaszcza dla większych zakładów przemysłowych. Zważywszy na przyjęte założenie, proponowane modele zakładały, że instalacja OZE jest wystarczająca dla pokrycia większości

²⁷ Tak np. Muras Zdzisław, Swora Mariusz (red.), *Prawo energetyczne. Tom II. Komentarz do art. 12-72*, wyd. II.

²⁸ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn. Dz.U. 2020 poz. 261), „Ustawa OZE”.

zapotrzebowania zakładu przemysłowego na energię elektryczną. Należy przy tym zauważyć, że możliwe jest również zaopatrywanie się przez zakład w energię elektryczną w instalacji OZE spełniającej wskazane kryterium i importowanie brakujących wolumenów energii elektrycznej z sieci publicznej, jednak takie rozwiązanie ograniczałoby w pewnym stopniu atrakcyjność rozwiązania.

Mając powyższe na uwadze, proponuje się dokonanie zmiany w brzmieniu art. 3 ustawy OZE, tak by wytwarzanie energii elektrycznej na rzecz jednego odbiorcy połączonego połączeniem bezpośrednim zwolnione było z obowiązku uzyskania koncesji na wytwarzanie energii.

► Dostosowanie instytucji opustów

W modelu *mb1* zaproponowano, by nadmiar energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji OZE mógł być rozliczany zgodnie z modelem obecnie funkcjonującym w przypadku rozliczeń prosumentów oraz spółdzielni energetycznych. Zgodnie z obowiązującym stanem prawnym określonym w art. 4 ustawy OZE, w celu rozliczenia energii pobranej i dostarczonej do sieci elektroenergetycznej stosuje się odpowiednie mnożniki (tzw. opust). Rozszerzenie tej metody rozliczeniowej również na zakład, który co do zasady posiada indywidualne źródło energii elektrycznej mogłoby pozytywnie wpłynąć na atrakcyjność modelu *mb1* dla przedsiębiorców. Konieczne jednak jest określenie wysokości mnożnika w sposób, który będzie z jednej strony zapewniał odpowiedni efekt zachęty dla zakładu przemysłowego, jak również dla przedsiębiorstwa energetycznego²⁹.

► Modyfikacja systemu gwarancji pochodzenia

Jak było kilkakrotnie wskazane w niniejszej analizie, potencjalnym dodatkowym źródłem dochodu dla przedsiębiorcy mógłby być handel gwarancjami pochodzenia – dokumentami potwierdzającymi, że energia elektryczna pochodzi z odnawialnych źródeł. System wydawania gwarancji pochodzenia jest, przynajmniej na obecnym etapie rozwoju rynku w Polsce, niezależny od głównego systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Jednakże w związku ze wzrostem świadomości konsumentów dotyczącym zagrożeń związanych ze zmianami klimatu, można zaobserwować w ostatnim czasie wzrost zainteresowania przedsiębiorstw zakupem takich certyfikatów³⁰. W obecnym uregulowaniu (zgodnie z art. 120 ustawy OZE) gwarancja pochodzenia wystawiana jest przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorcy produkującego energię i odpowiada 1 MWh wyprodukowanej energii w odnawialnym źródle. Ewentualna zmiana jednostki rozliczeniowej,

²⁹ Analizę wysokości odpowiednich mnożników przeprowadził m.in. EY w raporcie przygotowanym na zlecenie Ministerstwa Przemysłu, Handlu i Technologii pt. *Koncepcja zmian regulacji wspierających rozwój energetyki prosumenckiej*, 2019.

³⁰ Giełda rozwija handel. Gwarancje pochodzenia energii coraz bardziej pożądane. „Wysokie Napięcie”, 3 grudnia 2019 [dostęp: 1 sierpnia 2020], <<https://wysokienapiecie.pl/24475-gielda-rozwija-handel-gwarancje-pochodzenia-energii-coraz-bardziej-pozadane>>.

z MWh na kWh, mogłaby zapewnić przedsiębiorstwu dodatkowy efekt zachęty do produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii poprzez dostarczenie nowego źródła dochodu. Zmiana taka mogłaby być korzystna zwłaszcza dla scenariusza, w którym instalacja zasilająca zakład przemysłowy rzeczywiście byłaby dostosowana do wysokości zapotrzebowania przedsiębiorstwa na energię. Wówczas nadwyżka energii, która mogłaby być dostarczana do systemu, a więc również była uprawniona do otrzymania certyfikatu, mogłaby nie osiągnąć minimalnej wartości (MWh).

NINIEJSZY RAPORT MA CHARAKTER TECHNICZNY. ZA POPRAWNOŚĆ JĘZYKOWĄ I STYLISTYCZNĄ TEKSTU ODPOWIADAJĄ AUTORZY. ZESPÓŁ REDAKCYJNY TYLKO W NIEWIELKIM STOPNIU WPŁYNAŁ NA FORMĘ RAPORTU – W CELU UJEDNOLICENIA WSZYSTKICH PUBLIKOWANYCH W TYM DZIALE TEKSTÓW.

SPIS ILUSTRACJI

RYSUNEK 1. PORÓWNANIE CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KONTRAKTACH ROCZNYCH Z CENAMI UPRAWNIEŃ DO EMISJI	7
RYSUNEK 2. UPROSZCZONY SCHEMAT MODELU M2	11
RYSUNEK 3. UPROSZCZONY SCHEMAT MODELU M3	11
RYSUNEK 4. UPROSZCZONY SCHEMAT MODELU MB1.....	16
RYSUNEK 5. UPROSZCZONY SCHEMAT MODELU MB2B.....	17

SPIS TABEL

TABELA 1. BILANS KOSZTÓW I PRZYCHODÓW Z ZASTOSOWANIA PROPONOWANYCH MODELII LINII BEZPOŚREDNIEJ.....	14
---	----

SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

ZAŁĄCZNIK I. MODELE WŁASNOŚCIOWE OPISANE W ANALIZIE DOTYCZĄCEJ MOŻLIWOŚCI IMPLEMENTACJI INSTYTUCJI LINII BEZPOŚREDNIEJ DO INSTALACJI ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII.....	
ZAŁĄCZNIK II. MODELE BILANSOWANIA OPISANE W ANALIZIE DOTYCZĄCEJ MOŻLIWOŚCI IMPLEMENTACJI INSTYTUCJI LINII BEZPOŚREDNIEJ DO INSTALACJI ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII.....	

BIBLIOGRAFIA

- [1] AUDYTEL na zlecenie Krajowej Izby Gospodarczej i Telekomunikacji (2019, Październik 9). *Analiza zmian hurtowych cen energii elektrycznej w 2018 r.* Pobrano Listopad 15, 2020 z lokalizacji <https://kigeit.org.pl/FTP/Raporty/>.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.
- [4] Ernst & Young na zlecenie Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii (2019, Wrzesień 10). *Koncepcja zmian regulacji wspierających rozwój energetyki prosumenckiej.* Pobrano Listopad 15, 2020 z lokalizacji www.gov.pl.
- [5] European Federation of Energy Traders (2019, Czerwiec 18). *Part II (General Provisions) of the Individual Power Purchase Agreement.* Pobrano Listopad 15, 2020 z lokalizacji <https://efet.org/standardisation/cppa/>.
- [6] Instytut Jagielloński (2020, Luty). *Perspektywy rozwoju Corporate PPA w Polsce. Możliwości kontraktowania dostaw energii dla przemysłu.* Pobrano Listopad 15, 2020 z lokalizacji <http://jagiellonski.pl/>.
- [7] Muras, Z. i Swora, M. (2016). Komentarz do art. 1-11s. *Prawo energetyczne, I.*
- [8] Muras, Z. i Swora, M. (2016). Komentarz do art. 12-72. II(II).
- [9] Regulamin Giełdy Towarowej Energii (brak daty). Pobrano z lokalizacji <https://tge.pl/>.
- [10] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943/UE z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej ("Rozporządzenie rynkowe '19") (2019).
- [11] Skłodowska, M. (2019, Grudzień 3). *Giełda rozwija handel. Gwarancje pochodzenia energii coraz bardziej pożądaną.* Pobrano Listopad 30, 2020 z lokalizacji <https://wysokienapiecie.pl/>.
- [12] Scurr Energy (2016, Luty). *Feasibility Study for Future Private Wire Connection to Mar Lodge Estate.* Pobrano Listopad 15, 2020 z lokalizacji <https://www.localenergy.scot/media/>.
- [13] Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 (Dz.U. 2020.261).
- [14] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348) art. 9g, 9c.
- [15] Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. 2019 poz. 1145).
- [16] Ustawa z dnia 26 października 2000 r o giełdach towarowych (tekst jedn. Dz.U. 2019 poz. 312).
- [17] Wyrok Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r., sygn. akt VI ACa 1034/12.
- [18] Zajdler, R. (2011). Komentarz do dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku energii elektrycznej. W *LEX*.